

Методика реализации климатического проекта №0002

**СОКРАЩЕНИЕ СЖИГАНИЯ НА ФАКЕЛАХ (ИЛИ СТРАВЛИВАНИЯ)
ПОПУТНОГО НЕФТЯНОГО ГАЗА ИЗ НЕФТЯНЫХ СКВАЖИН И
ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ЕГО В КАЧЕСТВЕ СЫРЬЯ**

Разработчик: Институт глобального климата и экологии имени академика
Ю.А. Израэля

Версия 2.0

18 июня 2023 г.

СОДЕРЖАНИЕ

1. Термины и определения	3
2. Применимость методологии, границы проекта	3
2.1. Область применения	3
2.2. Применимость	4
2.3. Границы проекта	4
3. Определение базовой линии	7
3.1. Процедура выбора наиболее правдоподобного сценария базовой линии	7
3.2. Выбросы по базовой линии	
Ошибка! Закладка не определена.	
4. Сроки проекта	27
5. Дополнительность	27
6. Требования к плану мониторинга	28
6.1. Процедуры мониторинга	28
7. Проектный сценарий	29
7.1. Выбросы CO ₂ от энергии, необходимой для транспортировки ПНГ на установку конечного использования	29
7.2. Фугитивные выбросы CH ₄ от транспортировки ПНГ на установку конечного использования (PEC _{CH4} , T, y)	34
7.3. Выбросы CO ₂ , происходящие на установке конечного использования в результате деятельности по проекту (PEC _{CO2} , facility, y)	36
7.4. Сокращение выбросов	45
8. Оценка выбросов от утечек проектной деятельности, включая утечки рынка, смены видов деятельности и экологические утечки. Методы предотвращения утечек	45
9. Минимизация риска непостоянства (если применимо)	46
10. Методы предотвращения двойного учета, негативных эффектов на окружающую среду и общество	47
11. Рекомендации в отношении изменения и/или сохранения базовой линии в случае продления периода кредитования и проектной деятельности	48
12. Нормативные ссылки	49

1. Термины и определения

1. Для целей данной методики применяются следующие определения:
 - (i) Попутный нефтяной газ (ПНГ) – природный углеводородный газ растворенный в нефти или находящейся в газовой шапке месторождения, добываемая вместе с нефтью и выделяющаяся из нее при изменении термобарических условий;
 - (ii) Установка конечного использования – промышленная установка, на которой ПНГ используется в качестве сырья в рамках деятельности по проекту;
 - (iii) Существующая установка – установка конечного использования, которая эксплуатировалась не менее трех лет до осуществления деятельности по проекту;
 - (iv) Новая установка – новая установка конечного использования, которая строится при реализации деятельности по проекту;
 - (v) Полезный химический продукт – химическое вещество, полученное с использованием ПНГ на установке конечного использования, например, метанол, этилен или аммиак, имеющее рыночную стоимость;
 - (vi) Парниковый газ (ПГ) - парниковый газ, перечисленный в приложении А к Киотскому протоколу, если иное не указано в конкретной методологии;
 - (vii) Период кредитования – это период, в течение которого верифицированные и сертифицированные сокращения выбросов ПГ или увеличение чистой антропогенной абсорбции ПГ поглотителями, связанные с деятельностью по климатическому проекту, в зависимости от ситуации, могут привести к выпуску углеродных единиц. Временной период, который применяется к периоду кредитования деятельности по климатическому проекту, и то, является ли период кредитования возобновляемым или фиксированным, определяется в соответствии с разделом 4. Период кредитования проекта настоящей методологии.
2. Все данные по объемам газа во всех уравнениях должны быть преобразованы в общепринятые стандартные значения температуры и давления. Плотность метана по умолчанию при 0 градусах Цельсия и 1 атм составляет 0,0007170 т СН₄/м³.

2. Применимость методологии, границы проекта

2.1. Область применения

3. Данная методика применима к деятельности по проекту, в ходе которой извлекают ПНГ из нефтяных скважин, который ранее сжигался на факелах, и утилизируют его на существующей или новой установке конечного использования для производства полезного химического продукта.
4. В случае, если месторождение функционирует менее трех лет и, как следствие, данные о сжигании или отведении в атмосферу попутного нефтяного газа за 3 года отсутствуют, для установления базовой линии необходимо применить один из альтернативных подходов, описанных в разделе "3. Определение базовой линии".

2.2. Применимость

5. К данной методике применяются следующие условия:
- (i) ПНГ из нефтяной скважины, который используется в деятельности по проекту, сжигался на факелах или стравливался в атмосферу в течение последних трех лет до начала деятельности по проекту;
 - (ii) В рамках деятельности по проекту ранее сожженный ПНГ используется в качестве сырья и, где это применимо, частично в качестве источника энергии в химическом процессе для производства полезного химического продукта (например, метанола, этилена или аммиака).
6. В следующей таблице описаны ключевые элементы методологии:

Таблица 1. Ключевые элементы методики

Типичные проекты	ПНГ из нефтяных скважин, который ранее сжигался или стравливался в атмосферу, улавливается и используется в качестве сырья для производства химического продукта.
Тип действий по сокращению выбросов ПГ	Переход на сырье: Предотвращение выбросов ПНГ, которые могли бы произойти при сжигании/стравливании ПНГ

7. В случае изменений в нормативно-правовой базе Российской Федерации по ПГ данная методология подлежит пересмотру с целью учета соответствующих изменений.
8. Данная методология нейтральна по отношению к программам по парниковым газам¹. Если применяется программа по ПГ², то требования этой программы дополняют требования методологии. Настоящая методология подготовлена на основе существующей методологии, разработанной в рамках Механизма чистого развития (AM0037) [15] и включает в себя ее адаптацию под действующие российские нормативно-правовые акты и стандарты.

2.3. Границы проекта

9. Границы проекта для данной методики включают:
- (i) Участок, на котором ПНГ был бы сожжен в отсутствие деятельности по проекту.

¹ Программа по парниковым газам; программа по ПГ (greenhouse gas programme; GHG programme): Добровольная или обязательная для исполнения международная, национальная или субнациональная система или схема, в рамках которой осуществляется инвентаризация, учет и управление выбросами ПГ, поглощением ПГ, сокращением выбросов или увеличением поглощения ПГ вне границ организации или проекта по ПГ (ГОСТ Р ИСО 14064-2021. Национальный стандарт российской федерации. Газы парниковые. Часть 1-3);

² Пример программ по ПГ в России - ГОСТ Р ИСО 14064-1-2021 (учет и управление выбросами ПГ на уровне организаций), ГОСТ Р ИСО 14064-2-2021 (учет и управление выбросами ПГ на уровне проектов), ГОСТ Р ИСО 14067-2021 (углеродный след продукции); на международном уровне - Европейская система торговли выбросами (ЕСТВ), Механизм чистого развития (МЧР), Стандарт отчетности по ПГ на уровне организации / проекта / жизненного цикла продукта и корпоративной цепочки стоимости (GHG Protocol), Стандарт углеродной верификации (Verified Carbon Standard, VCS), Золотой стандарт (Gold Standard) и пр.;

- (ii) Трубопровод от места предыдущего сжигания ПНГ до установки конечного использования;
- (iii) Установка конечного использования, использующая ПНГ в деятельности по проекту;
- (iv) Установка(и), на которой(ых) будет производиться полезный химический продукт в отсутствие деятельности по проекту.

Таблица 1. Краткий обзор газов и источников, включенных в границы проекта, а также обоснование/объяснение того, какие газы и источники не включены

Источник		Газ	Включен?	Обоснование / объяснение
Базовая линия	Сжигание газа	CO ₂	Да	Основной источник выбросов в базовой линии
		CH ₄	Да	Метан при сжигании ПНГ также выбрасывается в атмосферу в результате недожога газа.
		N ₂ O	Нет	Предполагается незначительным
	Расход топлива на транспортировку ПНГ	CO ₂	Да	При использовании ископаемого топлива (кроме ПНГ) или электроэнергии (например, в трубопроводных компрессорах)
		CH ₄	Нет	Предполагается незначительным
		N ₂ O	Нет	Предполагается незначительным
	Фугитивные выбросы в результате транспортировки ПНГ	CO ₂	Нет	Предполагается незначительным
		CH ₄	Да	Фугитивные выбросы метана в атмосферу могут иметь место, если ПНГ транспортируется на факел по сценарию базовой линии
		N ₂ O	Нет	Предполагается незначительным
	Выбросы, связанные с производством полезного химического продукта в отсутствие деятельности по проекту	CO ₂	Да	Основной источник выбросов
		CH ₄	Нет	Предполагается незначительным
		N ₂ O	Нет	Предполагается незначительным
Проектная деятельность	Расход топлива на транспортировку ПНГ	CO ₂	Да	При использовании ископаемого топлива (кроме ранее сжигаемого ПНГ) или электроэнергии (например, в трубопроводных компрессорах)
		CH ₄	Нет	Предполагается незначительным
		N ₂ O	Нет	Предполагается незначительным
	Фугитивные выбросы в результате транспортировки ПНГ	CO ₂	Нет	Предполагается незначительным
		CH ₄	Да	Фугитивные выбросы метана в атмосферу могут иметь место, если ПНГ транспортируется к установке конечного использования по проектному сценарию.
		N ₂ O	Нет	Предполагается незначительным
	Фугитивные выбросы в результате аварий	CO ₂	Нет	Предполагается незначительным
		CH ₄	Да	Фугитивные выбросы метана в атмосферу могут иметь место в случае отказа оборудования, транспортирующего ПНГ к установке конечного использования по проектному сценарию.
		N ₂ O	Нет	Предполагается незначительным
	(Дополнительная) энергия, используемая установкой конечного использования	CO ₂	Да	Включает использование ископаемого топлива и потребление электроэнергии на установке конечного использования.
		CH ₄	Нет	Предполагается незначительным
		N ₂ O	Нет	Предполагается незначительным

В случае, если объекты внутри границ проекта, указанные в настоящей методологии, принадлежат разным юридическим лицам (или находятся в

оперативном управлении у разных юридических лиц), то проектная документация должна включать в себя описание процедур исключения возможности двойного учета сокращения выбросов парниковых газов, потенциально достигаемых в результате проектной деятельности, закреплённых в договорных соглашениях.

3. Определение базовой линии

10. Базовая линия³ устанавливается консервативным способом⁴ для ситуации реализации деятельности в обычном режиме, в том числе, с учетом всех действующих политик и мер, но без учета дополнительных мероприятий проекта (модель «Бизнес в обычном режиме»).
11. Разработчик проекта может применить один из приведенных ниже подходов к определению базовой линии с обоснованием целесообразности выбора⁵:
 - (i) наилучшие доступные технологии, которые являются экономически осуществимыми и экологически ориентированными;
 - (ii) практика сравнения бизнес-процессов и показателей эффективности с лучшими отраслевыми показателями и передовым опытом других компаний, как минимум на среднем уровне выбросов 20% наиболее эффективных сопоставимых видов деятельности, обеспечивающих аналогичные результаты и услуги в определенной сфере в аналогичных социальных, экономических, экологических и технологических условиях (далее - амбициозный/эталонный сравнительный подход);
 - (iii) подход, основанный на текущих (фактических) или исторических выбросах, скорректированных в сторону уменьшения не менее чем на 5%, если иное не предусмотрено Методологией проекта..
12. Приведенные подходы имеют рамочный характер, дающий общее понимание о способах определения базовых линий. Детализированный подход к определению базовой линии для данного типа проектов изложен в разделе 3 “Определение базовой линии”.
13. Процедура выбора наиболее правдоподобного сценария базовой линии
14. Наиболее правдоподобный сценарий базовой линии определяется в три этапа:
 - (i) Этап 1: Определите все реалистичные и заслуживающие доверия альтернативные сценарии предлагаемой деятельности по проекту и исключите альтернативы, которые не соответствуют законодательным или нормативным требованиям.

³ Базовая линия по парниковым газам; базовая линия по ПГ (greenhouse gas baseline: GHG baseline) - количественно определенная точка (точки) отсчета выбросов ПГ и/или поглощения ПГ, которая наступила бы в отсутствие проекта по ПГ выражающая базовый сценарий, относительно которого проводятся сравнения проектных выбросов и поглощений ПГ (ГОСТ Р ИСО 14064-2-2021. Национальный стандарт Российской Федерации. Газы парниковые. Часть 2).

⁴ Расчет базовой линии считается консервативным, если не будет превышена конечная оценка сокращений выбросов в результате реализации проектной деятельности. При возникновении сомнений, разработчику проекта лучше использовать значения, приводящие к занижению прогноза базовой линии.

⁵ Подходы к определению базовых линий приводятся в Решении, принятом на Конференции Сторон, в рамках совещания Сторон Парижского соглашения, третья сессия (FCCC/PA/CMA/2021/10/Add.1, статья 6.4 Парижского соглашения, стр. 34, п. 36). URL: https://unfccc.int/sites/default/files/resource/cma2021_10a01E.pdf.

- (ii) Этап 2: Оценка альтернативных сценариев предлагаемой деятельности по проекту и устранение альтернативных сценариев, которые сталкиваются с запретительными барьерами;
 - (iii) Этап 3: Определить наиболее вероятную альтернативу (сценарий базовой линии).
15. Следует определить наиболее вероятный сценарий базовой линии в отношении следующего:
- (i) Что произойдет с ПНГ из нефтяной скважины в случае отсутствия деятельности по проекту; и
 - (ii) Каким образом будет производиться полезный химический продукт, произведенный с использованием ПНГ, в отсутствие деятельности по проекту.
- 3.1.1. Этап 1: Определите все реалистичные и заслуживающие доверия альтернативные сценарии предлагаемой деятельности по проекту и исключите альтернативы, которые не соответствуют законодательным или нормативным требованиям.**
16. Вероятные альтернативные сценарии базовой линии использования ПНГ могут включать, среди прочего:
- (i) T1: Продолжение текущей ситуации: Сжигание ПНГ на факельных установках на месторождении или за ее пределами;
 - (ii) T2: Использование ПНГ на месторождении для производства энергии;
 - (iii) T3: Закачка ПНГ в нефтяной или газовый пласт;
 - (iv) T4: Улавливание, транспортировка, переработка и распределение ПНГ конечным пользователям;
 - (v) T5: Предлагаемая деятельность по проекту без проекта: ПНГ используется в качестве сырья за пределами месторождения;
 - (vi) T6: ПНГ используется и транспортируется другим потребителям с целью производства энергии.
17. Для использования ПНГ в рамках проектной деятельности в качестве сырья и, где применимо, частично в качестве источника энергии в процессе химического производства на конкретной установке, возможные альтернативные сценарии производства полезного химического продукта (например, метанола, этилена, или аммиака) может включать, среди прочего:
- (i) P1: Предлагаемая деятельность по проекту без проекта: продукт (частично) производится с использованием ПНГ из нефтяной скважины;
 - (ii) P2: Продукт производится на той же существующей производственной установке, а природный газ, который исторически использовался в течение последних трех лет, используется в качестве сырья и источника энергии вместо ПНГ;

- (iii) P3: Продукт производится на той же существующей производственной установке, а в качестве сырья и источника энергии вместо ПНГ используется другое топливо (например, нефтя), которое исторически использовалось в течение последних трех лет;
 - (iv) P4: Продукт производится на новой производственной установке, установленной на том же участке и имеющей такую же или большую производственную мощность, как и проектная установка, но использующей ископаемое топливо (например, природный газ) вместо ПНГ в качестве сырья и, где это применимо, в качестве источника энергии (это может применяться, если новая производственная установка также будет создана на том же участке в отсутствие деятельности по проекту);
 - (v) P5: Продукт производится на существующих и/или новых производственных установках на других объектах (это может применяться, если ПНГ используется на новой производственной установке, созданной в результате деятельности по проекту и на другом объекте в отсутствие проектной деятельности).
18. Участники проекта должны определить все реалистичные и заслуживающие доверия комбинации сценариев базовой линии с судьбой ПНГ (от T1 до T6) и производства полезного химического продукта (от P1 до P5). Эти комбинации следует учитывать при применении следующих этапов методологии.
 19. Все альтернативы базовой линии должны соответствовать всем применимым законодательным и нормативным требованиям, даже если эти законы преследуют иные цели, чем сокращение выбросов ПГ.
 20. Если альтернатива не соответствует всем применимым законам и нормативным актам, исключите эту альтернативу, если на основе изучения текущей практики в стране или регионе, в котором применяется закон или нормативный акт, не будет продемонстрировано, что применимые законодательные или нормативные требования систематически не соблюдаются и что несоблюдение является широко распространенным явлением.

3.1.2. Этап 2: Оценка альтернатив предлагаемой деятельности по проекту и исключение альтернатив, которые сталкиваются с запретительными барьерами;

21. Составьте полный список барьеров, препятствующих реализации альтернативных сценариев. Поскольку «предлагаемая деятельность по проекту, не регистрируемая в качестве деятельности по климатическому проекту» должна быть одной из рассматриваемых альтернатив, в этот список должны быть включены любые препятствия, которые могут помешать осуществлению деятельности по проекту. Покажите, каким альтернативам мешает хотя бы одно из ранее выявленных препятствий, и исключите эти альтернативы из дальнейшего рассмотрения. Все альтернативы должны оцениваться для общего набора барьеров.
22. Если остается только одна альтернатива, это будет сценарий базовой линии.

3.1.3. Этап 3: Определить наиболее вероятную альтернативу (сценарий базовой линии)

23. В тех случаях, когда после этапов 1 и 2 остается более одной надежной и вероятной альтернативы, альтернатива, которая приводит к наименьшему уровню выбросов при реализации базовой линии, считается сценарием базовой линии.
24. Методика применима только в том случае, если процедура выбора сценария базовой линии приводит к тому, что сжигание ПНГ на факелах (Т1) является наиболее вероятным сценарием базовой линии. Кроме того, методология применима только в том случае, если один из сценариев, описанных в таблице 3 ниже, является наиболее правдоподобным сценарием базовой линии. Объясните в проектно-технической документации (ПТД) конкретную ситуацию деятельности по проекту и продемонстрируйте, что деятельность по проекту и наиболее вероятный сценарий базовой линии соответствуют «описанию ситуации» в таблице 3 и соответствующим сценариям базовой линии для производства полезного химического продукта (от P1 до P5), как указано в соответствующем сценарии в таблице 3 ниже. Кроме того, участники проекта должны проверить, работают ли процедуры расчета сокращения выбросов надлежащим образом в конкретном контексте проекта. Если формулы не полностью соответствуют контексту проекта, следует запросить пересмотр или отклонение от этой методики.

Таблица 2. Комбинации типов проектов и сценариев базовой линии, применимых к данной методике

Сценарий	Базовая линия	Сценарий
1	P2	В рамках проектной деятельности ранее сожженный в факелах ПНГ <u>используется в качестве сырья</u> и, где применимо, частично в качестве <u>источника энергии</u> в химическом процессе для производства полезного химического продукта (например, метанола, этилена или аммиака) <u>на существующем объекте конечного использования</u> . На момент начала проектной деятельности объект конечного использования имеет историю эксплуатации не менее трех лет. До реализации проектной деятельности предприятие конечного использования <u>использовало природный газ в качестве сырья и источника энергии</u> для химического процесса и в отсутствие проектной деятельности продолжало бы это делать в течение всего периода кредитования. Использование попутного газа вместо природного газа не приводит к изменению качества полезного химического продукта и не приводит к снижению эффективности процесса производства полезного химического продукта (т.е. количество сырья и энергии, требуемое на количество произведенного полезного химического продукта, <u>не увеличивается</u>), за исключением <u>энергии</u> , необходимой для обработки попутного газа перед его использованием в процессе.

Сценарий	Базовая линия	Сценарий
2	P3	В рамках проектной деятельности ранее сожженный в факелах ПНГ используется в качестве сырья и, где применимо, частично в качестве источника энергии в химическом процессе для производства полезного химического продукта (например, метанола, этилена или аммиака) на существующем объекте конечного использования. На момент начала проектной деятельности объект конечного использования имеет историю эксплуатации не менее трех лет. До реализации проектной деятельности предприятие конечного использования использовало ископаемое топливо (например, природный газ, нефть) в качестве сырья и источника энергии для химического процесса и в отсутствие проектной деятельности продолжало бы это делать в течение всего периода кредитования. Использование попутного газа вместо ископаемого топлива не приводит к изменению качества полезного химического продукта, но может привести к изменению эффективности процесса производства полезного химического продукта (т.е. количество сырья и энергии, необходимое на количество произведенного полезного химического продукта, не такое же, как при проектной деятельности). Кроме того, может потребоваться дополнительная энергия для обработки попутного газа перед его использованием в технологическом процессе.
3	P4	В рамках проектной деятельности ранее сжигаемый ПНГ используется в качестве сырья и, где это применимо, частично в качестве источника энергии в химическом процессе для производства полезного химического продукта (например, метанола, этилена или аммиака) на недавно созданном предприятии конечного использования. В отсутствие проектной деятельности полезный химический продукт будет производиться на новом производственном объекте, который будет создан на той же площадке и будет иметь ту же производственную мощность, что и проектная установка, но в качестве сырья и источника энергии будет использоваться ископаемое(ые) топливо(а) (например, природный газ) вместо попутного газа.
4	P5	В рамках проектной деятельности ранее сжигаемый в факелах ПНГ используется в качестве сырья и, где это применимо, частично в качестве источника энергии в химическом процессе для производства полезного химического продукта (например, метанола, этилена или аммиака) на недавно созданном предприятии конечного использования. Новое предприятие конечного использования создается в результате проектной деятельности и не было бы создано в отсутствие проектной деятельности. Таким образом, полезный химический продукт в отсутствие проектной деятельности производился бы на существующих и/или новых производственных объектах на других площадках.

3.2. Выбросы по базовой линии

25. При отсутствии деятельности по проекту ПНГ будет транспортироваться на факел и подлежать сжиганию или сбросу в атмосферу.⁶ Таким образом, выбросы при реализации базовой линии включают выбросы, связанные с транспортировкой и сжиганием ПНГ ($BE_{CO_2,flaring,y}$, $BE_{T,CO_2,y}$ и $BE_{T,CH_4,y}$). В отсутствие деятельности по проекту полезный химический продукт будет производиться с использованием другого сырья на основе ископаемого топлива. Следовательно, выбросы при реализации базовой линии также включают выбросы CO₂ от производства полезного химического продукта в отсутствие деятельности по проекту ($BE_{CO_2,product,y}$). Выбросы по базовой линии рассчитываются следующим образом:

⁶ Обратите внимание, что в ситуации, когда ПНГ был стравлен в базовой линии, выбросы по базовой линии все равно оцениваются как при предположении, что газ сжигается в факелах.

$$BE_y = BE_{CO_2,flaring,y} + BE_{T,CO_2,y} + BE_{T,CH_4,y} + BE_{CO_2,product,y} \quad (1)$$

где:

BE_y = Базовые выбросов в год y (т CO_2 /год);

$BE_{CO_2,flaring,y}$ = Выбросы CO_2 от сжигания ПНГ на факелах в год y (т CO_2 /год);

$BE_{T,CO_2,y}$ = Выбросы по базовой линии CO_2 от энергии, необходимой для транспортировки ПНГ на факел в год y (т CO_2 /год);

$BE_{T,CH_4,y}$ = Фугитивные выбросы CH_4 по сценарию базовой линии от транспортировки ПНГ на факел в год y (т CO_2 -экв/год);

$BE_{CO_2,product,y}$ = Выбросы по базовой линии CO_2 от производства полезного химического продукта при отсутствии деятельности по проекту в год y (т CO_2 /год)

26. Эти источники выбросов рассчитываются в следующие этапы:

- () Этап 1: Расчет выбросов CO_2 от сжигания газа на факеле;
- (a) Этап 2: Расчет выбросов CO_2 от сжигания топлива при транспортировке ПНГ на факел;
- (b) Этап 3: Расчет неорганизованных выбросов CH_4 от транспортировки ПНГ на факел;
- (c) Этап 4: Расчет выбросов CO_2 от производства полезного химического продукта при отсутствии деятельности по проекту.

3.2.1. Этап 1: Расчет выбросов CO_2 от сжигания газа на факеле ($BE_{CO_2,flaring,y}$)

27. Расчет выбросов при реализации базовой линии от сжигания на факелах включает выбросы CO_2 и CH_4 от сжигания ПНГ и других смесей углеводородов в результате продувки скважин, опорожнения и продувки технологического оборудования и трубопроводов. Он также включает выбросы от сжигания топливных газов на факелах резервного сжигания. Он не включает выбросы N_2O , которые могут возникнуть в результате сжигания углеводородных смесей на факелах. Выбросы по базовой линии от сжигания на факеле рассчитываются следующим образом:

$$BE_{i,flaring,y} = \sum_{i=1}^n (E_{i,y} \times GWP_i) \quad (2)$$

где:

$BE_{i,flaring,y}$ = Выбросы CO_2 от сжигания ПНГ на факелах в год y (т CO_2 /год).

$E_{i,y}$ = Выбросы i -ПГ от сжигания углеводородных смесей на факеле за период y (т)

GWP_i = Потенциал глобального потепления для i -ПГ;

i = CO₂, CH₄;
 n = Количество видов ПГ.

$$E_{i,y} = \sum_{j=1}^n (FC_{j,y} \times EF_{i,j,y}) \quad (3)$$

где:

$E_{i,y}$ = Выбросы i -ПГ от сжигания углеводородных смесей на факеле за период y (т);

$FC_{j,y}$ = расход j -углеводородной смеси на факельной установке за период y (тыс. м³ или т);

$EF_{i,j,y}$ = коэффициент выбросов i -ПГ от сжигания j -углеводородной смеси на факельной установке за период y (т/тыс. м³ или т/т);

i = CO₂, CH₄;

j = Вид углеводородной смеси;

n = Количество видов углеводородных смесей, сжигаемых на факеле.

28. Расход углеводородной смеси ($FC_{j,y}$) на факелах в организации должен включать все виды углеводородной смеси, сжигаемой за отчетный период, а также расход топлива, используемого для поддержания горения на факеле.
29. Коэффициент выбросов CO₂ и CH₄ от сжигания углеводородной смеси на факеле ($EF_{i,j,y}$) рассчитывается по формулам (4-6).
30. Расчет коэффициента выбросов CO₂:

$$EF_{CO_2,j,y} = \left(W_{CO_2,j,y} + \sum_{i=1}^n (W_{i,j,y} \times n_{c,i}) \times (1 - CF_{j,y}) \right) \times \rho_{CO_2} \times 10^{-2} \quad (4)$$

где:

$EF_{CO_2,j,y}$ = Коэффициент выбросов CO₂ от сжигания j -углеводородной смеси на факельной установке за период y (т CO₂/1000 м³);

$W_{CO_2,j,y}$ = Содержание CO₂ в j -углеводородной смеси за период y (% об. или % моль);

$W_{i,j,y}$ = Содержание i -го компонента (кроме CO₂) в j -углеводородной смеси (% об. или % моль);

$n_{c,i}$ = количество молей углерода на моль i -го компонента углеводородной смеси;

$CF_{j,y}$ = коэффициент недожога j -углеводородной смеси на факельной установке за период y , доли;

ρ_{CO_2} = Плотность углекислого газа (CO_2), kg/m^3 (взята из таблицы 4).

31. Альтернативный способ расчета коэффициента выбросов CO_2 :

$$EF_{CO_2,j,y} = \left(W_{CO_2,j,y} + \sum_{i=1}^n \left(\frac{W_{i,j,y} \times n_{C,i} \times 44,011}{M_i} \right) \times (1 - CF_{j,y}) \right) \times \rho_{CO_2} \times 10^{-2} \quad (5)$$

где:

$EF_{CO_2,j,y}$ = Коэффициент выбросов CO_2 от сжигания j -углеводородной смеси на факельной установке за период y ($t CO_2/1000 m^3$);

$W_{CO_2,j,y}$ = Содержание CO_2 в j -углеводородной смеси за период y , (% масс);

$W_{i,j,y}$ = Содержание i -го компонента (кроме CO_2) в j -углеводородной смеси (% масс);

$n_{C,i}$ = количество молей углерода на моль i -го компонента углеводородной смеси;

M_i Молярная масса i -го компонента газообразного топлива, г/моль;

$CF_{j,y}$ = Коэффициент недожога j -углеводородной смеси на факельной установке за период y , доли;

ρ_{CO_2} = Плотность углекислого газа (CO_2) (kg/m^3) (взята из таблицы 4);

44,011 = Молярная масса CO_2 .

32. В качестве консервативного упрощения участники проекта могут принять коэффициент выбросов CH_4 равным нулю ($EF_{CH_4,j,y} = 0$). Предполагается, что сжигание на факеле приводит к полному окислению углерода в попутном нефтяном газе, что приводит к консервативному сценарию базовой линии.

33. Расчет коэффициента выбросов CH_4 :

$$EF_{CH_4,j,y} = W_{CH_4,j,y} \times CF_{j,y} \times \rho_{CH_4} \times 10^{-2} \quad (6)$$

где:

$EF_{CH_4,j,y}$ = Коэффициент выбросов CH_4 от сжигания j -углеводородной смеси на факельной установке за период y ($t CH_4/1000 m^3$);

$W_{CH_4,j,y}$ = Содержание CH_4 в j -углеводородной смеси за период y , % об. (% моль);

$CF_{j,y}$ = Коэффициент недожога j -углеводородной смеси на факельной установке за период y , доли.

ρ_{CH_4} = Плотность метана (CH_4), kg/m^3 (взята из таблицы 4)

34. Альтернативный способ расчета коэффициента выбросов CH_4 :

$$EF_{CH_4,j,y} = W_{CH_4,j,y} \times CF_{j,y} \times 10^{-2} \quad (7)$$

где:

$EF_{CH_4,j,y}$ = Коэффициент выбросов CH_4 от сжигания j -углеводородной смеси на факельной установке за период y ($t CH_4/1000 m^3$);

$W_{CH_4,j,y}$ = Содержание CH_4 в j -углеводородной смеси за период y (% масс);

$CF_{j,y}$ = Коэффициент недожога j -углеводородной смеси на факельной установке за период y , доли.

35. В случае отсутствия репрезентативных фактических данных за отчетный период о химическом составе углеводородной смеси, сжигаемой на факеле, полученных путем регулярных лабораторных анализов с использованием официально утвержденных методик и лабораторного оборудования, прошедшего поверку, откалиброванного и обслуживаемого в соответствии с требованиями законодательства, следует использовать коэффициенты выбросов, приведенные в таблице 5.

36. Коэффициент недожога углеводородной смеси на факельной установке ($CF_{j,y}$) определяют экспериментально или принимают в соответствии с пп. 1, 2 таблицы 6 в зависимости от условий сжигания углеводородной смеси (бессажевое или сажевое сжигание). При отсутствии фактических данных об условиях сжигания углеводородных смесей на факеле (бессажевое или сажевое сжигание) значения коэффициента недожога ($CF_{j,y}$) для месторождений следует принимать в соответствии с п. 3 таблицы 6.

Таблица 3. Плотность углекислого газа и метана для различных условий измерения

Условия измерения	Плотность углекислого газа (CO_2), kg/m^3	Плотность метана (CH_4), kg/m^3
273.15 К (0 °C); 101.325 кПа	1.9768	0.7170
288.15 К (15 °C); 101.325 кПа	1.8738	0.6797
293.15 К (20 °C); 101.325 кПа	1.8393	0.6680

Источник: Приказ Министерства природных ресурсов и экологии Российской Федерации от 27.05.2022 г. № 371 «Об утверждении Методики количественного определения выбросов парниковых газов и удаления парниковых газов» (Зарегистрирован 29.07.2022 № 69451) в Российской Федерации» (зарегистрировано в Минюсте России 15.12.2015 № 40098), таблица 1.2, стр. 8.

Таблица 4. Коэффициенты выбросов ПГ для ПНГ, сжигаемого на факелах, используемые при отсутствии фактических данных о химическом составе компонентов сжигаемой углеводородной смеси

Тип ПГ	Коэффициент выбросов ($EF_{i,j,y}$), т/т	Коэффициент выбросов ($EF_{i,j,y}$), т/1000 м3
Двуокись углерода (CO ₂)	2.6121	3.3689
Метан (CH ₄)	0.0041	0.0053

Источник: Приказ Министерства природных ресурсов и экологии Российской Федерации от 27.05.2022 г. № 371 «Об утверждении Методики количественного определения выбросов парниковых газов и удаления парниковых газов» (Зарегистрирован 29.07.2022 № 69451) в Российской Федерации» (зарегистрировано в Минюсте России 15.12.2015 № 40098), таблица 2.1, стр. 10-11.

Таблица 5. Коэффициенты недожога углеводородной смеси на факельной установке

№ п/п	Условия горения на факельной установке	Коэффициент недожога ($CF_{j,y}$)
1.	Безсажное сжигание на факеле	0.0006
2.	Сажевое сжигание на факеле	0.035
3.	Нефтяные, газоконденсатные и газовые месторождения	0.02

Источник: Приказ Министерства природных ресурсов и экологии Российской Федерации от 27.05.2022 г. № 371 «Об утверждении Методики количественного определения выбросов парниковых газов и удаления парниковых газов» (Зарегистрирован 29.07.2022 № 69451) в Российской Федерации» (зарегистрировано в Минюсте России 15.12.2015 № 40098), таблица 2.2, стр. 11.

3.2.2. Этап 2: Расчет выбросов CO₂ от сжигания топлива при транспортировке ПНГ на факел ($BE_{T,CO_2,y}$)

37. В качестве консервативного упрощения участники проекта могут принять этот источник выбросов равным нулю ($BE_{T,CO_2,y} = 0$).
38. Если участники проекта желают оценить этот источник выбросов, он рассчитывается на основе фактического контролируемого количества ПНГ, поставляемого в рамках деятельности по проекту для производства полезного химического продукта, и коэффициента выбросов для транспортировки этого ПНГ на факел следующим образом:

$$BE_{T,CO_2,y} = V_y \times EF_{T,CO_2} \quad (8)$$

где:

$BE_{T,CO_2,y}$ = Выбросы по базовой линии CO₂ от энергии, необходимой для транспортировки ПНГ на факел в год y (т CO₂/год);

V_y = Количество ПНГ, использованного в год y в качестве сырья. Это равно количеству ПНГ, поступившего в трубопровод для транспортировки на объект конечного использования, за вычетом количества ПНГ, использованного для энергетических целей, если таковые имеются, в проектной деятельности, за вычетом любого количества ПНГ, который сжигается на факелах или стравливается на объекте конечного использования⁷. (м³/год);

⁷ Этот компонент газа опущен потому, что выбросы по базовой линии для ПНГ, используемого в качестве энергии в проектной деятельности, оцениваются как ископаемое топливо, используемое в энергетических целях в базовой линии с помощью шага 4.

EF_{T,CO_2} = Коэффициент выбросов CO_2 для энергии, необходимой для транспортировки ПНГ на факел ($t\ CO_2/m^3$).

39. Коэффициент выбросов для энергии, необходимой для транспортировки ПНГ на факел, рассчитывается на основе выбросов CO_2 от потребления топлива и электроэнергии в предыдущем году x до начала деятельности по проекту следующим образом:

$$EF_{T,CO_2} = \frac{[\sum_i FC_{BL,T,flare,i,x} \times NCV_{i,x} \times EF_{CO_2,i,x}] + EC_{T,flare,x} \times EF_{EL,T,x}}{V_x} \quad (9)$$

где:

EF_{T,CO_2} = Коэффициент выбросов CO_2 для энергии, необходимой для транспортировки ПНГ на факел ($t\ CO_2/m^3$);

$FC_{BL,T,flare,i,x}$ = Количество вида ископаемого топлива i , сжигаемого в год x для транспортировки ПНГ на факел (единица массы или объема);

$NCV_{i,x}$ = Средняя низшая теплотворная способность вида ископаемого топлива k , использованного в год x (ГДж/единицы массы или объема);

$EF_{CO_2,i,x}$ = Средний коэффициент выбросов CO_2 от вида ископаемого топлива i , использованного в год x ($t\ CO_2/ГДж$);

$EC_{T,flare,x}$ = Количество электроэнергии, потребленной в год x для транспортировки ПНГ на факел (МВт·ч);

$EF_{EL,T,x}$ = Средний коэффициент выбросов CO_2 для электроэнергии, потребляемой для транспортировки ПНГ на факел в год x ($t\ CO_2/МВт·ч$), рассчитанный в соответствии с процедурой, определенной в таблице мониторинга;

V_x = Количество ПНГ, сжигаемого на факеле в год x (m^3);

x = Год до начала деятельности по проекту;

i = Виды ископаемого топлива, сжигаемого для транспортировки ПНГ на факел в год x

40. В формуле (9) $[\sum_i FC_{BL,T,flare,i,x} \times NCV_{i,x} \times EF_{CO_2,i,x}]$ используется в случае, если часть энергии генерируется на объекте ($t\ CO_2$), в ином случае принять равным 0.

3.2.3. Этап 3: Расчет фугитивных выбросов CH_4 от транспортировки ПНГ к узлу факела (BE_{T,CH_4y})

41. Можно ожидать, что фугитивные выбросы CH_4 , происходящие во время транспортировки ПНГ на факел, будут небольшими. В качестве консервативного упрощения участники проекта могут принять этот источник выбросов равным нулю ($BE_{T,CH_4y} = 0$).

42. Коэффициенты выбросов взяты из Протокола оценки выбросов от утечек оборудования 1995 г., опубликованного Агентством по охране окружающей среды США. Выбросы следует определять для всех соответствующих видов деятельности и всего оборудования (например, клапанов, уплотнений насосов, соединителей, фланцев, трубопроводов с открытыми концами и т. д.).
43. Подход Агентства по охране окружающей среды США основан на средних коэффициентах выбросов для общего содержания органических углеводородов (ТОС). Выбросы метана от нефтегазовых операций на суше рассчитываются путем умножения доли метана в попутном газе на соответствующие коэффициенты выбросов из таблицы 7 и последующего суммирования по всем единицам оборудования следующим образом:

$$BE_{T,CH_4,y} = GWP_{CH_4} \times 1/1000 \times w_{CH_4,y} \times \sum_{equipment} [EF_{equipment} \times t_{equipment}] \quad (10)$$

где:

- $BE_{T,CH_4,y}$ = Фугитивные выбросы CH_4 по сценарию базовой линии от транспортировки ПНГ на факел в год y (т CO_2 -экв/год);
- GWP_{CH_4} = Потенциал глобального потепления для метана;
- $w_{CH_4,y}$ = Средняя массовая доля метана в попутном газе в год y (т CH_4 /т ПНГ);
- $EF_{equipment}$ = Коэффициент выбросов для соответствующего типа оборудования, взятый из таблицы 7 или Руководящих принципов МГЭИК 2006 г. (кг CH_4 /час/оборудование);
- $t_{equipment}$ = Время работы оборудования (часы).

44. Все данные по объемам газа во всех уравнениях должны быть преобразованы в общепринятые стандартные значения температуры и давления. Плотность метана по умолчанию при 0 градусах Цельсия и 1 атм составляет 0,0007170 т CH_4 /м³.
45. Рекомендуется сгруппировать оборудование в соответствии с различными типами, перечисленными в таблице 7.

Таблица 6. Средние коэффициенты выбросов при добыче нефти и природного газа

Тип оборудования	Обслуживание	Коэффициент выбросов (кг/час/единица оборудование) для ТОС ^а
Клапаны	Газ	4.5E-03
Уплотнения насоса	Газ	2.4E-03
Прочее ^б	Газ	8.8E-03
Соединительный ниппель	Газ	2.0E-04
Фланцы	Газ	3.9E-04
Трубопроводы с открытыми концами	Газ	2.0E-03

Источник: US EPA-453/R-95-017, Таблица 2.4, стр. 2-15

(^а) ТОС: общее содержание органических углеводородов.

(^б) Тип оборудования «Прочее» был получен из компрессоров, диафрагм, дренажей, разгрузочных рукавов, люков, приборов, счетчиков, предохранительных клапанов, полированных штоков, предохранительных клапанов и вентиляционных отверстий. Тип оборудования «Прочее» не применяется для соединителей, фланцев, трубопроводов с открытыми концами, насосов или клапанов. Норвежское агентство по охране окружающей среды отмечает, что уплотнения компрессоров включены в определение «Прочее» .

46. Подход Агентства по охране окружающей среды США основан на средних коэффициентах выбросов для общего количества углеводородов (ТНС). Выбросы метана от морских нефтегазовых операций рассчитываются путем умножения доли метана в попутном газе на соответствующие коэффициенты выбросов из таблицы 8 и последующего суммирования по всем единицам оборудования следующим образом:

$$BE_{T,CH_4y} = GWP_{CH_4} \times \sum_{equipment} F_a \times WF_{CH_4} \times N \times t_{equipment} \quad (11)$$

где:

BE_{T,CH_4y} = Фугитивные выбросы CH_4 по сценарию базовой линии от транспортировки ПНГ на факел в год y (т CO_2 -экв/год);

GWP_{CH_4} = Потенциал глобального потепления для метана;

F_a = средний коэффициент выбросов ТНС для компонента типа А из применимой таблицы 8 (тонна ТНС/оборудование/час);

WF_{CH_4} = Средняя массовая доля CH_4 ;

N = Количество компонентов данного типа в потоке;

$t_{equipment}$ = Время работы оборудования (часы).

47. Все данные по объемам газа во всех уравнениях должны быть преобразованы в общепринятые стандартные значения температуры и давления. Плотность метана по умолчанию при 0 градусах Цельсия и 1 атм составляет 0,0007170 т СН₄/м³.
48. Рекомендуются сгруппировать оборудование в соответствии с различными типами, перечисленными в таблице 8.

Таблица 7. Факторы выбросов при утечке морского оборудования ТНС^а

Тип оборудования	Обслуживание	Коэффициент выбросов (тонна ТНС/ оборудование / час)
Соединительный ниппель	Газ	2.08E-07
Фланец	Газ	3.97E-07
Трубопровод с открытыми концами	Газ	2.08E-06
Прочее ^b	Газ	8.88E-06
Насос	Газ	2.46E-06
Клапан	Газ	4.54E-06

Источник: Norwegian Environment Agency. Cold Venting and Fugitive Emissions from Norwegian Offshore Oil and Gas Activities: Module 2 – Emission Estimates and Quantification Methods, Sub-report 2 от 15 марта 2016 г., Таблица 49.

(^a) ТНС: Всего углеводородов.

(^b) «Другой» тип оборудования был получен из компрессоров, диафрагм, дренажей, разгрузочных рукавов, люков, приборов, счетчиков, предохранительных клапанов, полированных штоков, предохранительных клапанов и вентиляционных отверстий. Этот «прочий» тип оборудования следует применять для любого типа оборудования, кроме соединителей, фланцев, трубопроводов с открытыми концами, насосов или клапанов. Норвежское агентство по охране окружающей среды отмечает, что уплотнения компрессоров включены в определение «Прочее».

3.2.4. Этап 4: Расчет выбросов СО₂ от производства полезного химического продукта при отсутствии деятельности по проекту ($BE_{CO_2,product,y}$)

49. Расчет выбросов СО₂ от производства полезного химического продукта в отсутствие деятельности по проекту зависит от сценария, приведенного в таблице 3, применимого к конкретной деятельности по проекту.

3.2.4.1. Сценарий 1

50. В случае сценария 1 выбросы, связанные с производством полезного химического продукта, одинаковы в ситуации проекта и в ситуации базовой линии, поскольку производство происходит на одной и той же установке, производится одинаковое качество продукта и эффективность производственного процесса. не зависит от деятельности по проекту – за исключением энергии, необходимой для обработки ПНГ перед его использованием в технологическом процессе. Поэтому выбросы при реализации базовой линии ($BE_{CO_2,product,y} = 0$) и проектные выбросы от электроэнергии и энергии ископаемого топлива, используемых для производства полезного химического продукта, не учитываются. Дополнительная энергия, необходимая для подготовки ПНГ для его использования в качестве сырья, рассматривается как часть проектных выбросов. Если дополнительная энергия не используется для подготовки ПНГ, то $PE_{CO_2,facility,y} = 0$.

3.2.4.2. Сценарии 2 и 3

51. В случае сценариев 2 и 3 при отсутствии деятельности по проекту полезный химический продукт будет производиться на существующем (сценарий 2) или новом (сценарий 3) производстве на том же объекте, но, возможно, с разной эффективностью. Выбросы по базовой линии от этого производства рассчитываются на основе контролируемого количества полезного химического продукта, произведенного на объекте конечного использования проекта (P_y), и коэффициента выбросов для выбросов при реализации базовой линии CO_2 , связанных с производством полезного химического продукта в ситуации базовой линии ($EF_{CO_2,BL,p}$), следующее:

$$BE_{CO_2,product,y} = P_y \times EF_{CO_2,BL,product} \quad (12)$$

где:

$BE_{CO_2,product,y}$ = Выбросы по базовой линии CO_2 от производства полезного химического продукта при отсутствии деятельности по проекту в год y (т CO_2 /год);

P_y = Количество полезного химического продукта, произведенного на установке конечного использования в год y (т полезного химического продукта);

$EF_{CO_2,BL,product}$ = Коэффициент выбросов CO_2 для производства полезного химического продукта в ситуации базовой линии (т CO_2 /т полезного химического продукта).

3.2.4.3. Сценарий 2

52. В тех случаях, когда сценарий 2 применим к предлагаемой деятельности по проекту, $EF_{CO_2,BL,product}$ рассчитывается на основе предыдущей производительности существующего предприятия по производству полезного химического продукта в течение последних трех лет до начала деятельности по проекту. В качестве консервативного подхода следует выбрать наименьший коэффициент выбросов за последние три предыдущих года до начала деятельности по проекту следующим образом:

$$EF_{CO_2,BL,product} = \text{MIN}(EF_{CO_2,BL,product,x}; EF_{CO_2,BL,product,x-1}; EF_{CO_2,BL,product,x-2}) \quad (13)$$

53. Где $EF_{CO_2,BL,product,x}$ оценивается следующим образом:

$$EF_{CO_2,BL,product,x} = \frac{[\sum_{k=1}^n (RMC_{k,i,x} \times W_{C,k,x}) - (\sum_{i=q}^n (PP_{i,x} \times W_{C,i,x}) + \sum_{j=1}^l (SP_{j,i,x} \times W_{C,i,x}))] \times 3.664}{P_x} \quad (14)$$

где:

$EF_{CO_2,BL,product}$ = Коэффициент выбросов CO_2 для производства полезного химического продукта в ситуации базовой линии (т CO_2 /т полезного химического продукта);

$RM C_{k,i,x}$	=	Расход углеродсодержащего сырья k на сжигание для производства полезного химического продукта i в год x (тонн);
$W_{C,k,x}$	=	Массовая доля углерода в ископаемом топливе/сырье типа k (т С/единицу);
$PP_{i,x}$	=	Производство полезного химического продукта i в год x (тонн);
$W_{C,i,x}$	=	Массовая доля углерода полезного химического продукта i в год x (т С/единица);
$SP_{j,i,x}$	=	Производство вторичного (побочного) продукта j в процессе производства полезного химического продукта i в год x (тонн);
$W_{C,j,x}$	=	Массовая доля углерода вторичного (побочного) продукта j в год x (т С/единица);
P_x	=	Количество полезного химического продукта, произведенного в год x (т полезного химического продукта);
i	=	Тип производимого полезного химического продукта;
k	=	Тип углеродсодержащего сырья, используемого для производства полезных химических продуктов;
j	=	вид производимого вторичного (побочного) продукта;
n	=	Количество полезных химических продуктов;
m	=	Кол-во видов углеродсодержащего сырья, используемого для производства полезных химических продуктов;
l	=	Количество вторичного (побочного) продукта, используемого для производства полезного химического продукта;
x	=	Год до начала деятельности по проекту.

54. Производство полезного химического продукта ($PP_{i,x}$), потребление углеродсодержащего сырья для производства полезного химического продукта ($RM C_{k,i,x}$), производство вторичного (побочного) продукта при производстве полезных химических продуктов ($SP_{j,i,x}$) взяты из фактических данных существующей установки в год x . Количество вторичных (побочных) полезных химических продуктов при производстве метанола, дихлорэтана, окиси этилена и сажи принимается равным нулю, так как они не образуются в процессе производства.

55. Содержание углерода в углеродсодержащем сырье ($W_{C,k,x}$), первичных и вторичных (побочных) полезных химических продуктов ($W_{C,i,x}$, $W_{C,j,x}$) определяется по имеющимся у организации фактическим данным за год x , либо при отсутствии необходимых данных берется из таблицы 9.

Таблица 8. Содержание углерода в углеродсодержащем сырье и полезных химических продуктах.

Виды ископаемого топлива	Содержание углерода (W_C), тон С / тонны
Ацетонитрил	0.5852
Акрилонитрил	0.6664
Бутадиен	0.888
Газовая сажа	0.970
Сырье для газовой сажи	0.900
Этан	0.856
Этилен	0.856
Дихлорэтан	0.245
Этилен-гликоль	0.387
Окись этилена	0.545
Циановый водород	0.4444
Метанол	0.375
Метан	0.749
Пропан	0.817
Пропилен	0.8563
Мономер винилхлорида	0.384

Источник: Приказ Министерства природных ресурсов и экологии Российской Федерации от 27.05.2022 г. № 371 «Об утверждении Методики количественного определения выбросов парниковых газов и удаления парниковых газов» (Зарегистрирован 29.07.2022 № 69451) в Российской Федерации» (зарегистрировано в Минюсте России 15.12.2015 № 40098), таблица 12.1, стр. 28-29.

3.2.4.4. Сценарий 3

56. Если сценарий 3 применим к предлагаемой деятельности по проекту, $EF_{CO_2,BL,product}$ является коэффициентом выбросов новой установки, которая будет построена в отсутствие деятельности по проекту. $EF_{CO_2,BL,product}$ следует рассчитывать в соответствии с альтернативным планом, который будет выбран участником проекта в отсутствие деятельности по проекту, как описано в разделе выбора базовых линий.
57. Участник проекта должен продемонстрировать, что уровень $EF_{CO_2,BL,product}$ соответствует или ниже по сравнению с интенсивностью выбросов обычно устанавливаемых современных передовых установок. Коэффициент выбросов следует выбирать консервативным образом. Для сценария базовой линии, в случае нескольких возможных вариантов используемого оборудования или видов топлива необходимо выбирать оборудование с наименьшим коэффициентом выбросов парниковых газов и наименее углеродоемкий вид топлива.

3.2.4.5. Сценарий 4

58. В случае сценария 4 при отсутствии деятельности по проекту полезный химический продукт будет производиться на существующих и/или новых производственных установках на других объектах. Выбросы по базовой линии от этого производства рассчитываются на основе контролируемого количества полезного химического продукта, произведенного на установке конечного использования (P_y), и

коэффициента выбросов для выбросов при реализации базовой линии CO₂, связанных с производством полезного химического продукта в других установках ($EF_{CO_2,BL,product}$), как следует:

$$BE_{CO_2,product,y} = P_y \times EF_{CO_2,BL,product} \quad (15)$$

где:

$BE_{CO_2,product,y}$ = Выбросы по базовой линии CO₂ от производства полезного химического продукта при отсутствии деятельности по проекту в год y (т CO₂/год)

P_y = Количество полезного химического продукта, произведенного на установке конечного использования в год y (т полезного химического продукта)

$EF_{CO_2,BL,product}$ = Коэффициент выбросов CO₂ для производства полезного химического продукта в ситуации базовой линии (т CO₂/т полезного химического продукта)

59. Участники проекта могут оценить $EF_{CO_2,BL,product}$ либо на основе консервативных значений по умолчанию из таблицы 10 ниже, либо на основе интенсивности выбросов 20% наиболее эффективных предприятий, созданных за последние пять лет до начала деятельности по проекту в определенном географическом регионе, в соответствии со следующей процедурой:

3.2.4.5.1. Этап 1: Определение географического района

60. Выбор географического района должен осуществляться таким образом, чтобы он включал не менее пяти установок по производству одного и того же полезного химического продукта, которые были созданы за последние пять лет до начала деятельности по проекту. Если в принимающей стране менее пяти установок, географическая зона должна быть расширена на все соседние страны. Если число по-прежнему меньше пяти, все страны следует рассматривать как соответствующую географическую зону. Если полезный химический продукт продается на региональном уровне,⁸ принимающая страна может использоваться в качестве территории по умолчанию. Если продукт продается по всему миру, то географическим районом считаются все страны.

3.2.4.5.2. Этап 2: Определение производственных мощностей в странах, не включенных в Приложение I⁹

61. Определите долю производственных мощностей для производства полезного химического продукта в пределах географического района, определенного на этапе 1, расположенного в странах, не включенных в Приложение I (x_{NAI}). Если географическая зона, определенная на этапе 1, включает только страны, не включенные в Приложение I, $x_{NAI} = 1$. Если географический район включает страны, включенные в Приложения I, укажите все предприятия в этом географическом

⁸ Продукт, реализуемый по всему миру, определяется следующим образом: (i) значительная часть производства в принимающей стране экспортируется или его потребление импортируется; и (ii) импорт/экспорт не ограничивается соседними странами региона.

⁹ Этот этап необходим, так как в случае продуктов, реализуемых по всему миру, перемещение производства в странах Приложения I не может учитываться в качестве сокращения выбросов.

районе, производящие один и тот же полезный химический продукт и начавшие коммерческое производство за последние пять лет до начала деятельности по проекту. Используйте следующую процедуру для оценки доли производственных мощностей, расположенных в странах, не включенных в Приложение I (x_{NAI}):

$$x_{NAI} = \frac{\sum_i P_{NAI,i}}{\sum_i P_{NAI,i} + \sum_j P_{AI,j}} \quad (16)$$

где:

- x_{NAI} = Доля производственных мощностей по производству полезного химического продукта, расположенных в странах, не включенных в Приложение I, в пределах определенной географической зоны (оценивается на этапе 2 выше);
- $P_{NAI,i}$ = Производственная мощность установки i , расположенной в стране, не включенной в Приложение I (тонн полезного химического продукта);
- $P_{AI,j}$ = Производственная мощность установки j , расположенной в стране, включенной в Приложение I (тонн полезного химического продукта);
- i = Установки, расположенные в странах, не включенных в Приложение I, которые начали коммерческое производство в течение последних пяти лет до начала деятельности по проекту;
- j = Установки, расположенные в странах, включенных в Приложение I, которые начали коммерческое производство в течение последних пяти лет до начала деятельности по проекту;
- $P_{NAI,i}$ = Производственная мощность установки, расположенной в стране, не включенной в Приложение I (тонн полезного химического продукта);
- $P_{AI,j}$ = Производственная мощность j -ой установки, расположенной в стране, включенной в Приложение I, (тонн полезного химического продукта).

3.2.4.5.3. Этап 3: Определение $EF_{CO_2,BL product}$

62. Коэффициент выбросов можно оценить, используя один из следующих двух вариантов:
63. **Вариант 1:** $EF_{CO_2,BL product}$ рассчитывается путем умножения доли производственных мощностей в странах, не включенных в Приложение I (X_{NAI}), и применимого значения по умолчанию из таблицы 5 следующим образом:

$$EF_{CO_2,BL,product} = X_{NAI} \times EF_{CO_2,BL,default} \quad (17)$$

где:

- $EF_{CO_2,BL,product}$ = Коэффициент выбросов CO_2 для производства полезного химического продукта в ситуации базовой линии (т CO_2 /т полезного химического продукта);

- x_{NAI} = Доля производственных мощностей по производству полезного химического продукта, расположенных в странах, не включенных в Приложение I, в пределах определенной географической зоны (оценивается на этапе 2 выше);
- $EF_{CO_2,BL,default}$ = Коэффициент выбросов CO₂ для для производства полезного химического продукта (т CO₂/т полезного химического продукта) согласно данным, приведенным в таблице 10 ниже.

Таблица 9. Консервативные значения по умолчанию для производства полезных продуктов в сценарии базовой линии в случаях, когда применяется сценарий 4.¹⁰

Полезный химический продукт	Географическая применимость	Применяемые значения	Источник
Аммиачная	Общая	1.666 т CO ₂ / т NH ₃	Руководящие принципы МГЭИК 2006 г., Том 3, гл. 3, таблица 3.1, стр. 3.15

64. **Вариант 2.** Для каждой установки j (j принадлежит комплекту J , где J — все установки, не включенные в Приложение I, идентифицированные на этапе 2) собрать необходимые данные для определения коэффициента выбросов установки. Сюда входят данные о количестве и видах используемого топлива, количестве потребляемой электроэнергии и количестве полезного химического продукта, произведенного в течение большей части года, по которому имеются данные. В качестве упрощения участники проекта могут пренебречь потреблением электроэнергии. Рассчитайте для каждого плана коэффициент выбросов $EF_{CO_2,BL,n}$, применяя уравнение 8 выше.
65. Отсортируйте все установки j от установок с самым низким до самого высокого коэффициента выбросов. Определите первые установки j , начиная с самой низкой эффективности, так, чтобы общая мощность этих установок составляла не менее 20% от общей мощности всех установок (J).
66. Выбросы по базовой линии $EF_{CO_2,BL,product}$ рассчитываются следующим образом:

$$EF_{CO_2,BL,product} = x_{NAI} \times \frac{\sum_j P_{j,x} \times EF_{CO_2,BL,j,x}}{\sum_j P_{j,x}} \quad (18)$$

где:

- $EF_{CO_2,BL,product}$ = Коэффициент выбросов CO₂ для производства полезного химического продукта в ситуации базовой линии (т CO₂/т полезного химического продукта);

¹⁰ Участники проекта могут предлагать поправки к этой таблице, запрашивая пересмотр данной методики. Предлагаемые значения по умолчанию следует оценивать консервативно. Предлагаемый пересмотр/отклонение должен содержать подробную информацию об источнике данных, использованных при оценке значения по умолчанию, а также о географической применимости значения по умолчанию.

x_{NAI}	=	Доля производственных мощностей по производству полезного химического продукта, расположенных в странах, не включенных в Приложение I, в пределах определенной географической зоны;
$P_{j,x}$	=	Количество полезного химического продукта, произведенного на установке j в год x (т полезного химического продукта);
$EF_{CO_2,BL,j,x}$	=	Коэффициент выбросов CO_2 для производства полезного химического продукта на установке j в год x (т CO_2 /т полезного химического продукта);
j	=	Топ 20% производственных установок;
x	=	Год до начала деятельности по проекту.

67. Все этапы должны быть прозрачно задокументированы, включая список установок, определенных на этапах 2 и 3, а также соответствующие данные о потреблении топлива, электроэнергии и производстве для всех выявленных установок. Должна быть дана ссылка на все источники, использованные при сборе всех данных.

4. Сроки проекта

68. Период кредитования составляет максимум 5 лет с возможностью продления максимум два раза по 5 лет или максимум 10 лет без возможности продления.
69. Для валидации проекта до 31 декабря 2025 года в орган по валидации и верификации могут быть представлены проекты, реализация которых началась не ранее чем за 5 лет до подачи документов на валидацию. С 1 января 2026 года — не ранее чем за 2 года до подачи документов на валидацию.
70. Период кредитования начинается не ранее чем за 5 лет до подачи документов на валидацию для проектов, прошедших валидацию до 31 декабря 2025 года, и не ранее чем за 2 года до подачи документов на валидацию для проектов, прошедших валидацию после 1 января 2026 года.
71. Дополнительность и базовая линия должны оцениваться на момент начала кредитного периода и подтверждаться либо пересматриваться на момент начала следующего 5-летнего этапа, если проект проводится 3 раза по 5 лет.

5. Дополнительность

72. Дополнительность должна быть продемонстрирована с помощью Руководства № 001 «Обоснование дополнительности проектной деятельности» .
73. Этап 1. Опишите альтернативный сценарий развития в соответствии с законодательством Российской Федерации:
- (i) Если предлагаемая проектная деятельность реализуется без регистрации в качестве климатического проекта;
 - (ii) был ли бы реализован другой реалистичный и достоверный альтернативный сценарий (сценарии), производящий полезный химический продукт (например, метанол, этилен или аммиак) сопоставимого качества,

характеристик и применения, принимая во внимание, в соответствующих случаях, примеры сценариев, определенных в базовой методологии.

(iii) где это уместно, продолжение текущей ситуации (никакие проектные мероприятия или другие альтернативы не осуществляются).

74. Необходимо показать, что представленные альтернативы соответствуют действующим законам и нормативным актам. Если предлагаемая деятельность по климатическому проекту является единственной альтернативой, отвечающей обязательным требованиям применимого законодательства и нормативных актов, то предлагаемая деятельность по проекту не является дополнительной. Для оценки дополнительной проектной деятельности должны использоваться все сценарии, определенные на этапе 1 процедуры выбора сценария базовой линии, описанной в предыдущем разделе.
75. Если используется шаг 2 Руководства №001 (Инвестиционный анализ), то необходимо провести инвестиционный анализ климатического проекта и оценить внутреннюю норму доходности (IRR) всего проекта, т.е. он не должен ограничиваться использованием ПНГ, а должен включать как любые инвестиции в инфраструктуру, так и эксплуатационные затраты на использование попутного газа вместо сжигания в факелах, а также затраты и доходы по сценариям производственных процессов (P1 - P5). Анализ IRR должен быть выполнен, если выбран шаг 2 (подшаг 2b - вариант 2, Сравнительный анализ инвестиций).
76. Этапы 3 и 4 должны быть выполнены, как указано в последней утвержденной версии Руководства № 001 «Обоснование дополнительной проектной деятельности».

6. Требования к плану мониторинга

6.1. Процедуры мониторинга

77. Методика мониторинга включает мониторинг следующего:
- (а) Состав и количество ПНГ, произведенного на установке по переработке нефти и природного газа;
- Количество и углеродоемкость любой дополнительной энергии, потребляемой в целях транспортировки или переработки ПНГ в качестве сырья на установке конечного использования;
- Любые фугитивные выбросы метана по трубопроводу, происходящие в результате транспортировки ПНГ по трубопроводу (в том числе в результате аварий).
78. Выбросы по базовой линии от сжигания на факелах рассчитываются на основе фактических данных по объектам конечного использования ПНГ (в отличие от сжигания на факелах). Выбросы по базовой линии от использования энергии и фугитивных выбросов метана рассчитываются на основе данных об использовании энергии для транспортировки (например, для компрессоров) и фугитивных выбросах метана вдоль трубопровода.
79. Все проектные выбросы рассчитываются по факту на основе фактического энергопотребления и данных о неорганизованных выбросах.

80. Все данные, собранные в рамках мониторинга, должны архивироваться в электронном виде и храниться не менее двух лет после окончания последнего периода кредитования. 100% данных должны быть включены в мониторинг..

7. Проектный сценарий

81. Проектные выбросы включают выбросы CO₂ от энергии, необходимой для транспортировки ПНГ до установки конечного использования ($PE_{CO_2,T,y}$), фугитивные выбросы CH₄ от транспортировки ПНГ до установки конечного использования ($PE_{CH_4,T,y}$), включая любые аварийные выбросы и выбросы CO₂ на установке конечного использования в результате деятельности по проекту ($PE_{CO_2,facility,y}$). Они оцениваются следующим образом:

$$PE_y = PE_{CO_2,T,y} + PE_{CH_4,T,y} + PE_{CO_2,facility,y} \quad (19)$$

где:

PE_y = Проектные выбросы в год y (т CO₂/год);

$PE_{CO_2,T,y}$ = Проектные выбросы CO₂ от энергии, необходимой для транспортировки ПНГ на установку конечного использования (т CO₂);

$PE_{CH_4,T,y}$ = Фугитивные выбросы CH₄ от транспортировки ПНГ на установку конечного использования (т CO₂-экв);

$PE_{CO_2,facility,y}$ = Проектные выбросы CO₂, происходящие на установке конечного использования в результате деятельности по проекту (т CO₂).

7.1. Выбросы CO₂ от энергии, необходимой для транспортировки ПНГ на установку конечного использования

82. Чтобы оценить выбросы CO₂ от энергии, необходимой для транспортировки ПНГ на установку конечного использования, участники проекта должны контролировать количество ископаемого топлива и/или электроэнергии, которое требуется в год y для этой цели ($FC_{PJ,T,facility,i,y}$ и $EC_{PJ,T,facility,y}$). Выбросы CO₂ от энергии, необходимой для транспортировки ПНГ на установку конечного использования рассчитываются следующим образом:

$$PE_{CO_2,T,y} = PE_{CO_2,T,FC,y} + PE_{CO_2,T,EC,y} \quad (20)$$

где:

$PE_{CO_2,T,y}$ = Проектные выбросы CO₂ от энергии, необходимой для транспортировки ПНГ на установку конечного использования (т CO₂);

$PE_{CO_2,T,FC,y}$ = Проектные выбросы CO₂ от сжигания ископаемого топлива, необходимого для транспортировки ПНГ на установку конечного использования (т CO₂);

$PE_{CO_2,T,EC,y}$ = Проектные выбросы CO₂ от электропотребления, необходимого для транспортировки ПНГ на установку конечного использования (т CO₂).

7.1.1. Расчет проектных выбросов CO₂ от сжигания ископаемого топлива

83. Выбросы CO₂ от сжигания ископаемого топлива в процессе j рассчитываются на основе количества сжигаемого топлива и коэффициента выбросов CO₂ для этих видов топлива следующим образом:

$$PE_{CO_2,T,FC,y} = \sum_i FC_{PJ,T,facility,i,y} \times COEF_{i,y} \quad (21)$$

где:

- $PE_{CO_2,T,FC,y}$ = Проектные выбросы CO₂ от сжигания ископаемого топлива, необходимого для транспортировки ПНГ на установку конечного использования (т CO₂);
- $FC_{PJ,T,facility,i,y}$ = Количество вида ископаемого топлива i , сжигаемого для транспортировки ПНГ на установку конечного использования в течение года y (единица массы или объема/год);
- $COEF_{i,y}$ = Коэффициент выбросов CO₂ от топлива типа i в год y (т CO₂/единица массы или объема);
- i = Виды ископаемого топлива, сжигаемого для транспортировки ПНГ на установку конечного использования в течение года y .

85. Коэффициент выбросов CO₂ $COEF_{i,y}$ может быть рассчитан с использованием одного из следующих двух вариантов, в зависимости от наличия данных о виде ископаемого топлива i , следующим образом:

- (а) Вариант А: Коэффициент выбросов CO₂ $COEF_{i,y}$ рассчитывается на основе химического состава вида ископаемого топлива i , используя следующий подход:

Если $FC_{PJ,T,facility,i,y}$ измеряется в единице массы:

$$COEF_{i,y} = w_{C,i,y} \times 3.664 \quad (22)$$

Если $FC_{PJ,T,facility,i,y}$ измеряется в единице объема:

$$COEF_{i,y} = w_{C,i,y} \times \rho_{i,y} \times 3.664 \quad (23)$$

где:

- $COEF_{i,y}$ = Коэффициент выбросов CO₂ от топлива типа i в год y (т CO₂/единица массы или объема);
- $w_{C,i,y}$ = Средневзвешенная массовая доля углерода в виде топлива i в год y (т C/единица массы топлива)
- $\rho_{i,y}$ = Средневзвешенная плотность вида топлива типа i в год y (единица массы/единица объема топлива)
- i = Виды ископаемого топлива, сжигаемого для транспортировки ПНГ на установку конечного использования в течение года y .

- (б) Вариант В: Коэффициент выбросов CO₂ $COEF_{i,y}$ рассчитывается на основе чистой теплотворной способности и коэффициента выбросов CO₂ вида топлива i следующим образом:

$$COEF_{i,y} = NCV_{i,y} \times EF_{CO_2,i,y} \quad (24)$$

где:

$COEF_{i,y}$	=	Коэффициент выбросов CO_2 от топлива типа i в год y ($t\ CO_2$ /единица массы или объема);
$NCV_{i,y}$	=	Средневзвешенный показатель чистой теплотворной способности вида ископаемого топлива i , использованного в год y (ГДж/единица массы или объема)
$EF_{CO_2,i,y}$	=	Средневзвешенный коэффициент выбросов CO_2 от вида ископаемого топлива i в год y ($t\ CO_2$ /ГДж)
i	=	Виды ископаемого топлива, сжигаемого для транспортировки ПНГ на установку конечного использования в течение года y .

89. Вариант *A* должен быть предпочтительным подходом при наличии необходимых данных.

7.1.2. Расчет проектных выбросов от потребления электроэнергии

90. Если выбросы рассчитываются для потребления электроэнергии, расчет применим только в том случае, если к источникам потребления электроэнергии относится один из следующих трех сценариев:

- (a) Сценарий А: Потребление электроэнергии от сети. Электроэнергия покупается только из сети, и либо электростанции собственных нужд не установлены на месте потребления электроэнергии, либо, если на месте есть электростанции собственных нужд, они либо не работают, либо физически не могут использоваться для обеспечения электроэнергией потребителя электроэнергии;
- (b) Сценарий В: Потребление электроэнергии электростанциями собственных нужд, работающими на ископаемом топливе. Одна или несколько электростанций собственных нужд, работающих на ископаемом топливе, устанавливаются на месте потребителя электроэнергии и обеспечивают снабжение потребителя электроэнергией. Электростанции собственных нужд не подключены к электросети; или
- (c) Сценарий С: Потребление электроэнергии от сети и (a) от электростанций собственных нужд, работающих на ископаемом топливе. На площадке потребителя электроэнергии работает одна или несколько электростанций собственных нужд, работающих на ископаемом топливе. Электростанции собственных нужд могут обеспечивать электроэнергией потребителей электроэнергии. Электростанции собственных нужд также подключены к электросети. Следовательно, обеспечение потребителя электроэнергией может осуществляться от электростанций собственных нужд и электросети.

91. Последующие расчеты не применимы в случаях, когда собственные технологии производства возобновляемой энергии установлены для обеспечения электроэнергией деятельности по проекту в сценарии базовой линии или к источникам утечки. Расчеты учитывают только выбросы CO_2 .

92. Выбросы от потребления электроэнергии включают выбросы CO_2 от сжигания ископаемого топлива на любых электростанциях на площадке (-ах) потребления электроэнергии и, если применимо, на электростанциях, физически подключенных к системе электроснабжения (сети), от которой осуществляется потребление электроэнергии.

$$PE_{CO_2,T,EC,y} = EC_{PJ,T,facility,y} \times EF_{EF,T,y} \times (1 \times TDL_{T,y}) \quad (25)$$

где:

- $PE_{CO_2,T,EC,y}$ = Проектные выбросы CO₂ от электропотребления, необходимого для транспортировки ПНГ на установку конечного использования (т CO₂);
- $EC_{PJ,T,facility,y}$ = Количество электроэнергии, потребляемой проектным расходом электроэнергии на транспортировку ПНГ к установке конечного использования в год *y* (МВт·ч/год);
- $EF_{EF,T,y}$ = Коэффициент выбросов для производства электроэнергии для транспортировки ПНГ к установке конечного использования в год *y* (т CO₂/МВт·ч);
- $TDL_{T,y}$ = Средние технические потери при передаче и распределении электроэнергии для транспортировки ПНГ к установке конечного использования в год *y*.

94. Определение коэффициентов выбросов для производства электроэнергии ($EF_{EF,j,y}$) в сценарии проекта зависит от того, какой сценарий (А, В или С), как описано в Разделе 7.1.2, п. 90, применяется к источнику потребления электроэнергии, которая была бы смещена в сценарии базовой линии электроэнергией, произведенной в рамках проекта:

7.1.2.1. Сценарий А: Потребление электроэнергии от сети.

95. Используйте следующие консервативные значения по умолчанию:

- (a) Значение 1,3 т CO₂/МВт·ч, если:
- (i) Сценарий А применяется только к проектным источникам потребления электроэнергии и/или источникам утечки электроэнергии, но не к источникам базовой линии потребления электроэнергии; или
 - (ii) Сценарий А применяется к: как базовым линиям, так и проектным (и/или утечкам) источникам потребления электроэнергии; а потребление электроэнергии проектом и источниками утечек больше, чем потребление электроэнергии источниками базовой линии;
- (b) Значение 0,4 т CO₂/МВт·ч для электросетей, где гидроэлектростанции составляют менее 50% от общего объема выработки электроэнергии за 1) среднее значение за последние пять лет или 2) на основе долгосрочных средних показателей производства гидроэлектроэнергии, и значение 0,25 т CO₂/МВт·ч для других электросетей. Эти значения можно использовать, если:
- (i) Сценарий А применяется только к источникам базовой линии потребления электроэнергии, но не к проектным источникам потребления электроэнергии или источникам утечки электроэнергии; или
 - (ii) Сценарий А применяется к: как базовым линиям, так и проектным (и/или утечкам) источникам потребления электроэнергии; а потребление электроэнергии источниками базовой линии больше, чем потребление электроэнергии проектом и источниками утечки.

7.1.2.2. Сценарий В: Потребление электроэнергии от электростанции собственных нужд¹¹

96. Используйте следующие консервативные значения по умолчанию:

- (a) Значение 1,3 т СО₂/МВт·ч, если:
 - (i) Источником потребления электроэнергии является проектный источник потребления электроэнергии или источник утечки; или
 - (ii) Источник потребления электроэнергии является источником базовой линии потребления электроэнергии; и потребление электроэнергии всеми источниками базовой линии потребления электроэнергии на площадке электростанции собственных нужд меньше, чем потребление электроэнергии всеми проектными источниками потребления электроэнергии на площадке электростанции собственных нужд;
- (b) Значение 0,4 т СО₂/МВт·ч, если:
 - (i) источник потребления электроэнергии является источником базовой линии потребления электроэнергии; или
 - (ii) Источник потребления электроэнергии является проектным источником потребления электроэнергии; и потребление электроэнергии всеми источниками базовой линии потребления электроэнергии на площадке электростанции собственных нужд больше, чем потребление электроэнергии всеми проектными источниками потребления электроэнергии на площадке электростанции собственных нужд.

7.1.2.3. Сценарий С: Потребление электроэнергии от сети и (а) от электростанций собственных нужд, работающих на ископаемом топливе

97. В соответствии с этим сценарием потребление электроэнергии в рамках проекта, базовой линии или в качестве источника утечки может привести к различным уровням выбросов, в зависимости от ситуации, связанной с деятельностью по проекту. Можно выделить следующие три случая:

- (a) Случай С.1: Электричество, потребляемое от сети. Реализация проектной деятельности влияет только на количество электроэнергии, поставляемой из сети, а не на работу электростанции собственных нужд. Это относится, например:
 - (i) Если в любое время в течение периода мониторинга общий спрос на электроэнергию на площадке электростанций собственных нужд, как при деятельности по проекту, так и при отсутствии деятельности по проекту, превышает мощность производства электроэнергии электростанцией(ми) собственных нужд; или
 - (ii) Если электростанция собственных нужд работает непрерывно (помимо технического обслуживания) и подает избыточную

¹¹ Электростанция собственных нужд – электростанция, предназначенная для обеспечения конкретного технологического объекта электрической и тепловой энергией без связи с энергосистемой. ВРД 39-1.10-071-2003

электроэнергию в сеть, поскольку доходы от подачи электроэнергии в сеть превышают затраты на эксплуатацию станции; или

- (iii) Если электростанция собственных нужд управляется централизованно и, таким образом, диспетчеризация электростанций собственных нужд находится вне контроля участников проекта;
 - (b) Случай С.И: Электроэнергия, потребляемая от электростанций собственных нужд. Четко продемонстрировано, что реализация деятельности по проекту влияет только на количество электроэнергии, вырабатываемой на электростанциях собственных нужд, и не влияет на количество электроэнергии, поставляемой из сети. Это применимо, например, в следующей ситуации: Фиксированное количество электроэнергии покупается из сети из-за физических ограничений на передачу, таких как ограниченная мощность трансформатора, который подает электроэнергию к соответствующему источнику. В этой ситуации будет применяться пример С.И, если общий спрос на электроэнергию на площадке электростанции(й) собственных нужд в любое время в течение периода мониторинга, как при деятельности по проекту, так и при отсутствии деятельности по проекту, выше чем количество электроэнергии, которое физически может поставляться по сети;
 - (c) Случай С.ИИ: Электроэнергия, потребляемая как от сети, так и от электростанций собственных нужд. Реализация проектной деятельности может повлиять как на количество электроэнергии, вырабатываемой на электростанциях собственных нужд, так и на количество электроэнергии, поставляемой от сети. Это относится, например:
 - (i) Если электростанция(и) собственных нужд не работает(ют) непрерывно; или
 - (ii) Если электричество из сети приобретает в течение части периода мониторинга; или
 - (iii) Если электроэнергия от электростанции собственных нужд подается в сеть в течение части периода мониторинга.
98. Если был определен пример С.И, следует применить указание для сценария А выше (используйте вариант А1 или вариант А2). Если был определен пример С.ИИ, следует применить указание для сценария В, приведенное выше (используйте вариант В1 или В2). Если в качестве консервативного простого подхода был определен пример С.ИИ, коэффициент выбросов для производства электроэнергии должен быть более консервативным⁵ значением между коэффициентами выбросов, определенными в соответствии с рекомендациями для сценариев А и В, соответственно. Это означает, что между а) результатом применения варианта А1 или А2 и б) результатом применения варианта В1 или В2 должно быть выбрано более консервативное значение.

7.2. Фугитивные выбросы CH_4 от транспортировки ПНГ на установку конечного использования ($PE_{CH_4,T,y}$)

99. Примечание: Участники проекта могут игнорировать этот источник выбросов, если трубопровод, транспортирующий ПНГ к установке конечного использования, идентичен (с точки зрения длины, конструкции и других характеристик, которые могут повлиять на фугитивные выбросы и потребности в энергии для компрессоров)

трубопроводу, используемому для транспортировки ПНГ на факел в сценарии базовой линии или если явно можно ожидать, что фугитивные выбросы CH_4 будут ниже в случае реализации базового проекта. В этом случае как выбросы при реализации базовой линии ($BE_{T,\text{CH}_4,y}$) так и проектные выбросы ($PE_{\text{CH}_4,T,y}$) следует игнорировать.

100. Если транспортировка ПНГ к установке конечного использования требует только удлинения трубопровода до факела в сценарии базовой линии, то выбросы при реализации базовой линии вдоль существующего трубопровода ¹²можно не учитывать, а проектные выбросы необходимо оценивать только для удлинения трубопровода.
101. Фугитивные выбросы CH_4 будут оцениваться с использованием той же процедуры, что и в разделе выбросов при реализации базовой линии для $BE_{T,\text{CH}_4,y}$.
102. Кроме того, в случае аварий следует рассчитать соответствующие фугитивные выбросы CH_4 . Если авария вызывает утечку газа из трубопровода, объем газа рассчитывается как сумма (1) общего количества газа, прошедшего с момента возникновения аварии до момента прекращения подачи газа, и (2) общее количество газа, оставшегося в трубопроводе на момент отключения. Аварийный выброс метана из трубопровода следует рассчитывать, как:

$$PE_{\text{CH}_4,A,y} = GWP_{\text{CH}_4} \times \frac{1}{1000} (V_{\text{accident}} + V_{\text{remain,accident}}) \times W_{\text{CH}_4,\text{pipeline,accident}} \quad (26)$$

при

$$V_{\text{accident}} = t_{\text{accident}} \times F = (t_2 - t_1) \times F \text{ и} \quad (27)$$

$$V_{\text{remain,accident}} = d^2 \times \pi \times L \times \frac{P_p}{P_s} \times \frac{T_s}{T_p} \times \frac{V_{d,\text{accident}}}{\sum_i V_{Xi,d,\text{accident}} + V_{d,\text{accident}}} \quad (28)$$

где:

$PE_{\text{CH}_4,A,y}$	=	Выбросы метана из трубопровода транспортировки в результате аварии (т CO_2 -экв);
V_{accident}	=	Объем ПНГ, подаваемого в трубопровод с установки по переработке нефти и природного газа с момента начала утечки газа до закрытия запорной арматуры (м^3);
$V_{\text{remain,accident}}$	=	Объем ПНГ, остающийся в трубопроводе после закрытия запорной арматуры (м^3);
$W_{\text{CH}_4,\text{pipeline,accident}}$	=	Массовая доля метана в попутном газе ($\text{кг CH}_4/\text{м}^3$);
t_{accident}	=	Продолжительность аварии (сек);
t_i	=	Время утечки газа, вызванной аварией (в час происшествия);
t_2	=	Время закрытия запорной арматурой как верхнего, так и нижнего трубопровода (час закрытия трубы);

¹² Другими словами, выбросы от $(FCT_{\text{flare},x} \times V_y \times EFFCT_{\text{flare},x}) + FE$.

F	=	Расход ПНГ, поступающего с установки по переработке нефти и природного газа ($\text{м}^3/\text{сек}$).
d	=	Радиус трубопровода (м);
π	=	Отношение длины окружности к ее диаметру (безразмерное);
L	=	Длина трубопровода (м);
P_P	=	Давление в трубопроводе при закрытии запорной арматуры как на входе, так и на выходе трубопровода (атм);
P_S	=	Стандартное давление (атм);
T_P	=	Температура в трубопроводе при закрытии запорной арматуры как на входе, так и на выходе трубопровода ($^{\circ}\text{C}$);
T_S	=	Стандартная температура ($^{\circ}\text{K}$);
$V_{d,accident}$	=	Объем ПНГ, подаваемого в трубопровод с установки по переработке нефти и природного газа до возникновения аварии за период (м^3);
$V_{xi,d,accident}$	=	Объем газа, подаваемого в трубопровод из других источников, если таковые имеются, до возникновения аварии за период (м^3).

7.3. Выбросы CO_2 , происходящие на установке конечного использования в результате деятельности по проекту ($PE_{CO_2, facility, y}$)

103. Расчет этого источника выбросов зависит от применимого сценария.

7.3.1. Сценарий 1

104. Использование ПНГ на установке конечного использования вместо природного газа может быть связано с повышенным сжиганием ископаемого топлива или электроэнергии, например, для очистки ПНГ. Следовательно, учитываются только выбросы от такого использования дополнительной энергии в деятельности по проекту. Следует контролировать соответствующее потребление ископаемого топлива и электроэнергии, а проектные выбросы от таких потребностей в энергии ($PE_{CO_2, facility, y}$) следует рассчитывать следующим образом:

7.3.1.1. Выбросы CO_2 от сжигания ископаемого топлива

105. Выбросы CO_2 от сжигания ископаемого топлива в процессе j рассчитываются на основе количества сжигаемого топлива и коэффициента выбросов CO_2 для этих видов топлива следующим образом:

$$PE_{CO_2, facility, y} = \sum_i FC_{PJ, P, facility, i, y} \times COEF_{i, y} \quad (29)$$

где:

$PE_{CO_2, facility, y}$	=	Проектные выбросы CO_2 , происходящие на установке конечного использования в результате деятельности по проекту (т CO_2);
$FC_{PJ, P, facility, i, y}$	=	Количество вида топлива i , сжигаемого для переработки ПНГ, например, для очистки ПНГ в течение года y (единица массы или объема/год);
$COEF_{i, y}$	=	Коэффициент выбросов CO_2 от топлива типа i в год y (т CO_2 /единица массы или объема);
i	=	Виды топлива, сжигаемые для переработки ПНГ, например, для очистки ПНГ в течение года y .

107. Коэффициент выбросов CO_2 $COEF_{i,y}$ может быть рассчитан с использованием одного из следующих двух вариантов, в зависимости от наличия данных о виде ископаемого топлива i , следующим образом:

(а) Вариант А: Коэффициент выбросов CO_2 $COEF_{i,y}$ рассчитывается на основе химического состава вида ископаемого топлива i , используя следующий подход:

108. Если $FC_{PJ,P,facility,i,y}$ измеряется в единице массы:

$$COEF_{i,y} = w_{c,i,y} \times 3.664 \quad (30)$$

110. Если $FC_{PJ,P,facility,i,y}$ измеряется в единице объема:

$$COEF_{i,y} = w_{c,i,y} \times \rho_{i,y} \times 3.664 \quad (31)$$

где:

$COEF_{i,y}$ = Коэффициент выбросов CO_2 от топлива типа i в год y (т CO_2 /единица массы или объема);

$w_{c,i,y}$ = Средневзвешенная массовая доля углерода в виде топлива i в год y (т С/единица массы топлива)

$\rho_{i,y}$ = Средневзвешенная плотность вида топлива типа i в год y (единица массы/единица объема топлива)

i = Виды топлива, сжигаемые для переработки ПНГ, например, для очистки ПНГ в течение года y .

(б) Вариант В: Коэффициент выбросов CO_2 $COEF_{i,y}$ рассчитывается на основе чистой теплотворной способности и коэффициента выбросов CO_2 вида топлива i следующим образом:

$$COEF_{i,y} = NCV_{i,y} \times EF_{CO_2,i,y} \quad (32)$$

где:

$COEF_{i,y}$ = Коэффициент выбросов CO_2 от топлива типа i в год y (т CO_2 /единица массы или объема);

$NCV_{i,y}$ = Средневзвешенный показатель чистой теплотворной способности вида ископаемого топлива i , использованного в год y (ГДж/единица массы или объема);

$EF_{CO_2,i,y}$ = Средневзвешенный коэффициент выбросов CO_2 от вида ископаемого топлива i в год y (т CO_2 /ГДж);

i = Виды топлива, сжигаемые для переработки ПНГ, например, для очистки ПНГ в течение года y .

113. Вариант А должен быть предпочтительным подходом при наличии необходимых данных.

7.3.1.2. Расчет проектных выбросов от потребления электроэнергии

114. В общем подходе проектные выбросы от потребления электроэнергии рассчитываются на основе количества потребленной электроэнергии, коэффициента

выбросов для производства электроэнергии и коэффициента для учета потерь при передаче следующим образом:

$$PE_{CO_2, facility, y} = EC_{PJ, P, facility, y} \times EF_{EF, j, y} \times (1 \times TDL_{j, y}) \quad (33)$$

где:

- $PE_{CO_2, facility, y}$ = Проектные выбросы CO₂, происходящие на установке конечного использования в результате деятельности по проекту (т CO₂);
- $EC_{PJ, P, facility, y}$ = Количество электроэнергии, потребляемой проектным расходом электроэнергии на переработку ПНГ, например, на очистку ПНГ в течение года у (МВт·ч/год);
- $EF_{EF, j, y}$ = Коэффициент выбросов для производства электроэнергии для переработки ПНГ, например, для очистки ПНГ в течение года у (т CO₂/МВт·ч);
- $TDL_{j, y}$ = Средние технические потери при передаче и распределении для обеспечения электроэнергии для переработки ПНГ, например, для очистки ПНГ в течение года у;

116. Определение коэффициентов выбросов для производства электроэнергии ($EF_{EF, j, y}$) в сценарии проекта зависит от того, какой сценарий (А, В или С), как описано в Разделе 7.1.2, п. 90, применяется к источнику потребления электроэнергии, которая была бы смещена в сценарии базовой линии электроэнергией, произведенной в рамках проекта:

Сценарий А: Потребление электроэнергии от сети.

117. Используйте следующие консервативные значения по умолчанию:

- (d) Значение 1,3 т CO₂/МВт·ч, если:
 - (i) Сценарий А применяется только к проектным источникам потребления электроэнергии и/или источникам утечки электроэнергии, но не к источникам базовой линии потребления электроэнергии; или
 - (ii) Сценарий А применяется к: как базовым линиям, так и проектным (и/или утечкам) источникам потребления электроэнергии; а потребление электроэнергии проектом и источниками утечек больше, чем потребление электроэнергии источниками базовой линии;
- (e) Значение 0,4 т CO₂/МВт·ч для электросетей, где гидроэлектростанции составляют менее 50% от общего объема выработки электроэнергии за 1) среднее значение за последние пять лет или 2) на основе долгосрочных средних показателей производства гидроэлектроэнергии, и значение 0,25 т CO₂/МВт·ч для других электросетей. Эти значения можно использовать, если:
 - (i) Сценарий А применяется только к источникам базовой линии потребления электроэнергии, но не к проектным источникам потребления электроэнергии или источникам утечки электроэнергии; или
 - (ii) Сценарий А применяется к: как базовым линиям, так и проектным (и/или утечкам) источникам потребления электроэнергии; а потребление электроэнергии источниками базовой линии больше, чем потребление электроэнергии проектом и источниками утечки.

Сценарий В: Потребление электроэнергии от электростанции собственных нужд

118. Используйте следующие консервативные значения по умолчанию:

(a) Значение 1,3 т CO₂/МВт·ч, если:

Источником потребления электроэнергии является проектный источник потребления электроэнергии или источник утечки; или

(ii) Источник потребления электроэнергии является источником базовой линии потребления электроэнергии; и потребление электроэнергии всеми источниками базовой линии потребления электроэнергии на площадке электростанции собственных нужд меньше, чем потребление электроэнергии всеми проектными источниками потребления электроэнергии на площадке электростанции собственных нужд;

(b) Значение 0,4 т CO₂/МВт·ч, если:

(i) источник потребления электроэнергии является источником базовой линии потребления электроэнергии; или

(ii) Источник потребления электроэнергии является проектным источником потребления электроэнергии; и потребление электроэнергии всеми источниками базовой линии потребления электроэнергии на площадке электростанции собственных нужд больше, чем потребление электроэнергии всеми проектными источниками потребления электроэнергии на площадке электростанции собственных нужд.

Сценарий С: Потребление электроэнергии от сети и (а) от электростанций собственных нужд, работающих на ископаемом топливе

119. В соответствии с этим сценарием потребление электроэнергии в рамках проекта, базовой линии или в качестве источника утечки может привести к различным уровням выбросов, в зависимости от ситуации, связанной с деятельностью по проекту. Можно выделить следующие три случая:

(a) Случай С.1: Электричество, потребляемое от сети. Реализация проектной деятельности влияет только на количество электроэнергии, поставляемой из сети, а не на работу электростанции собственных нужд. Это относится, например:

(i) Если в любое время в течение периода мониторинга общий спрос на электроэнергию на площадке электростанций собственных нужд, как при деятельности по проекту, так и при отсутствии деятельности по проекту, превышает мощность производства электроэнергии электростанцией(ми) собственных нужд; или

(ii) Если электростанция собственных нужд работает непрерывно (помимо технического обслуживания) и подает избыточную электроэнергию в сеть, поскольку доходы от подачи электроэнергии в сеть превышают затраты на эксплуатацию станции; или

(iii) Если электростанция собственных нужд управляется централизованно и, таким образом, диспетчеризация электростанций собственных нужд находится вне контроля участников проекта;

- (b) Случай С.II: Электроэнергия, потребляемая от электростанций собственных нужд. Четко продемонстрировано, что реализация деятельности по проекту влияет только на количество электроэнергии, вырабатываемой на электростанциях собственных нужд, и не влияет на количество электроэнергии, поставляемой из сети. Это применимо, например, в следующей ситуации: Фиксированное количество электроэнергии покупается из сети из-за физических ограничений на передачу, таких как ограниченная мощность трансформатора, который подает электроэнергию к соответствующему источнику. В этой ситуации будет применяться пример С.II, если общий спрос на электроэнергию на площадке электростанции(й) собственных нужд в любое время в течение периода мониторинга, как при деятельности по проекту, так и при отсутствии деятельности по проекту, выше чем количество электроэнергии, которое физически может поставляться по сети;
- (c) Случай С.III: Электроэнергия, потребляемая как от сети, так и от электростанций собственных нужд. Реализация проектной деятельности может повлиять как на количество электроэнергии, вырабатываемой на электростанциях собственных нужд, так и на количество электроэнергии, поставляемой от сети. Это относится, например:
- (i) Если электростанция(и) собственных нужд не работает(ют) непрерывно; или
 - (ii) Если электричество из сети приобретает в течение части периода мониторинга; или
 - (iii) Если электроэнергия от электростанции собственных нужд подается в сеть в течение части периода мониторинга.

120. Если был определен пример С.I, следует применить указание для сценария А выше (используйте вариант А1 или вариант А2). Если был определен пример С.II, следует применить указание для сценария В, приведенное выше (используйте вариант В1 или В2). Если в качестве консервативного простого подхода был определен пример С.III, коэффициент выбросов для производства электроэнергии должен быть более консервативным⁵ значением между коэффициентами выбросов, определенными в соответствии с рекомендациями для сценариев А и В, соответственно. Это означает, что между а) результатом применения варианта А1 или А2 и б) результатом применения варианта В1 или В2 должно быть выбрано более консервативное значение.

7.3.2. Сценарии 2, 3 и 4

121. В этих сценариях установка конечного использования создается в результате деятельности по проекту, а полезный химический продукт будет производиться на других установках в отсутствие деятельности по проекту. Выбросы от использования ископаемого топлива следует определять следующим образом:

$$PE_{CO_2, facility, y} = PE_{FC, j, y} + PE_{EC, y} \quad (34)$$

где:

$PE_{CO_2, facility, y}$ = Проектные выбросы CO₂, происходящие на установке конечного использования в результате деятельности по проекту в год у (т CO₂/год);

- $PE_{FC,j,y}$ = Выбросы CO₂ от сжигания ископаемого топлива в процессе j в течение года y (т CO₂/год);
- $PE_{EC,y}$ = Проектные выбросы от потребления электроэнергии в год y (т CO₂/год).

7.3.3. Выбросы CO₂ от сжигания ископаемого топлива

122. Выбросы CO₂ от сжигания ископаемого топлива в процессе j рассчитываются на основе количества сжигаемого топлива и коэффициента выбросов CO₂ для этих видов топлива следующим образом:

$$PE_{FC,j,y} = \sum_i FC_{i,j,y} \times COEF_{i,y} \quad (35)$$

где:

- $PE_{FC,j,y}$ = Выбросы CO₂ от сжигания ископаемого топлива в процессе j в течение года y (т CO₂/год);
- $FC_{i,j,y}$ = Количество вида топлива i , сожженного в процессе j в течение года y (единица массы или объема/год);
- $COEF_{i,y}$ = Коэффициент выбросов CO₂ от топлива типа i в год y (т CO₂/единица массы или объема);
- i = Виды топлива сжигаются в процессе j в течение года y .

124. Коэффициент выбросов CO₂ $COEF_{i,y}$ может быть рассчитан с использованием одного из следующих двух вариантов, в зависимости от наличия данных о виде ископаемого топлива i , следующим образом:

- (а) Вариант А: Коэффициент выбросов CO₂ $COEF_{i,y}$ рассчитывается на основе химического состава вида ископаемого топлива i , используя следующий подход:

125. Если $FC_{i,j,y}$ измеряется в единице массы:

$$COEF_{i,y} = w_{C,i,y} \times 3.664 \quad (36)$$

127. Если $FC_{i,j,y}$ измеряется в единице объема:

$$COEF_{i,y} = w_{C,i,y} \times \rho_{i,y} \times 3.664 \quad (37)$$

где:

- $COEF_{i,y}$ = Коэффициент выбросов CO₂ от топлива типа i в год y (т CO₂/единица массы или объема);
- $w_{C,i,y}$ = Средневзвешенная массовая доля углерода в виде топлива i в год y (т С/единица массы топлива);
- $\rho_{i,y}$ = Средневзвешенная плотность вида топлива типа i в год y (единица массы/единица объема топлива);
- i = Виды топлива сжигаются в процессе j в течение года y .

- (б) Вариант В: Коэффициент выбросов CO₂ $COEF_{i,y}$ рассчитывается на основе чистой теплотворной способности и коэффициента выбросов CO₂ вида топлива i следующим образом:

$$COEF_{i,y} = NCV_{i,y} \times EF_{CO_2,i,y} \quad (38)$$

где:

- $COEF_{i,y}$ = Коэффициент выбросов CO₂ от топлива типа i в год y (т CO₂/единица массы или объема);
- $NCV_{i,y}$ = Средневзвешенный показатель чистой теплотворной способности вида ископаемого топлива i , использованного в год y (ГДж/единица массы или объема);
- $EF_{CO_2,i,y}$ = Средневзвешенный коэффициент выбросов CO₂ от вида ископаемого топлива i в год y (т CO₂/ГДж);
- i = Виды топлива сжигаются в процессе j в течение года y .

130. *Вариант А* должен быть предпочтительным подходом при наличии необходимых данных.

7.3.4. Расчет проектных выбросов от потребления электроэнергии

131. В общем подходе проектные выбросы от потребления электроэнергии рассчитываются на основе количества потребленной электроэнергии, коэффициента выбросов для производства электроэнергии и коэффициента для учета потерь при передаче следующим образом:

$$PE_{EC,y} = \sum_j EC_{PJ,j,y} \times EF_{EF,j,y} \times (1 \times TDL_{j,y}) \quad (39)$$

где:

- $PE_{EC,y}$ = Проектные выбросы от потребления электроэнергии в год y (т CO₂/год);
- $EC_{PJ,j,y}$ = Количество электричества, потребленного источником потребления электричества по проекту j в год y (МВт·ч/год);
- $EF_{EF,j,y}$ = Коэффициент выбросов для производства электроэнергии для источника j в год y (т CO₂/МВт·ч);
- $TDL_{j,y}$ = Средние технические потери при передаче и распределении электроэнергии для источника j в год y ;
- j = Источники потребления электроэнергии в проекте.

133. Определение коэффициентов выбросов для производства электроэнергии ($EF_{EF,j,y}$) в сценарии проекта зависит от того, какой сценарий (А, В или С), как описано в Разделе 7.1.2, п. 90, применяется к источнику потребления электроэнергии, которая была бы смещена в сценарии базовой линии электроэнергией, произведенной в рамках проекта:

Сценарий А: Потребление электроэнергии от сети.

134. Используйте следующие консервативные значения по умолчанию:

(а) Значение 1,3 т CO₂/МВт·ч, если:

- (i) Сценарий А применяется только к проектным источникам потребления электроэнергии и/или источникам утечки электроэнергии, но не к источникам базовой линии потребления электроэнергии; или

- (ii) Сценарий А применяется к: как базовым линиям, так и проектным (и/или утечкам) источникам потребления электроэнергии; а потребление электроэнергии проектом и источниками утечек больше, чем потребление электроэнергии источниками базовой линии;
- (b) Значение 0,4 т CO₂/МВт·ч для электросетей, где гидроэлектростанции составляют менее 50% от общего объема выработки электроэнергии за 1) среднее значение за последние пять лет или 2) на основе долгосрочных средних показателей производства гидроэлектроэнергии, и значение 0,25 т CO₂/МВт·ч для других электросетей. Эти значения можно использовать, если:
 - (i) Сценарий А применяется только к источникам базовой линии потребления электроэнергии, но не к проектным источникам потребления электроэнергии или источникам утечки электроэнергии; или
 - (ii) Сценарий А применяется к: как базовым линиям, так и проектным (и/или утечкам) источникам потребления электроэнергии; а потребление электроэнергии источниками базовой линии больше, чем потребление электроэнергии проектом и источниками утечки.

Сценарий В: Потребление электроэнергии от электростанции собственных нужд

135. Используйте следующие консервативные значения по умолчанию:

- (a) Значение 1,3 т CO₂/МВт·ч, если:
 - (i) Источником потребления электроэнергии является проектный источник потребления электроэнергии или источник утечки; или
 - (ii) Источник потребления электроэнергии является источником базовой линии потребления электроэнергии; и потребление электроэнергии всеми источниками базовой линии потребления электроэнергии на площадке электростанции собственных нужд меньше, чем потребление электроэнергии всеми проектными источниками потребления электроэнергии на площадке электростанции собственных нужд;
- (b) Значение 0,4 т CO₂/МВт·ч, если:
 - (i) источник потребления электроэнергии является источником базовой линии потребления электроэнергии; или
 - (ii) Источник потребления электроэнергии является проектным источником потребления электроэнергии; и потребление электроэнергии всеми источниками базовой линии потребления электроэнергии на площадке электростанции собственных нужд больше, чем потребление электроэнергии всеми проектными источниками потребления электроэнергии на площадке электростанции собственных нужд.

Сценарий С: Потребление электроэнергии от сети и (а) от электростанций собственных нужд, работающих на ископаемом топливе

136. В соответствии с этим сценарием потребление электроэнергии в рамках проекта, базовой линии или в качестве источника утечки может привести к различным уровням выбросов, в зависимости от ситуации, связанной с деятельностью по проекту. Можно выделить следующие три случая:

- (a) Случай С.1: Электричество, потребляемое от сети. Реализация проектной деятельности влияет только на количество электроэнергии, поставляемой из сети, а не на работу электростанций собственных нужд. Это относится, например:
 - (i) Если в любое время в течение периода мониторинга общий спрос на электроэнергию на площадке электростанций собственных нужд, как при деятельности по проекту, так и при отсутствии деятельности по проекту, превышает мощность производства электроэнергии электростанцией(ми) собственных нужд; или
 - (ii) Если электростанция собственных нужд работает непрерывно (помимо технического обслуживания) и подает избыточную электроэнергию в сеть, поскольку доходы от подачи электроэнергии в сеть превышают затраты на эксплуатацию станции; или
 - (iii) Если электростанция собственных нужд управляется централизованно и, таким образом, диспетчеризация электростанций собственных нужд находится вне контроля участников проекта;
- (b) Случай С.2: Электроэнергия, потребляемая от электростанций собственных нужд. Четко продемонстрировано, что реализация деятельности по проекту влияет только на количество электроэнергии, вырабатываемой на электростанциях собственных нужд, и не влияет на количество электроэнергии, поставляемой из сети. Это применимо, например, в следующей ситуации: Фиксированное количество электроэнергии покупается из сети из-за физических ограничений на передачу, таких как ограниченная мощность трансформатора, который подает электроэнергию к соответствующему источнику. В этой ситуации будет применяться пример С.2, если общий спрос на электроэнергию на площадке электростанции(й) собственных нужд в любое время в течение периода мониторинга, как при деятельности по проекту, так и при отсутствии деятельности по проекту, выше чем количество электроэнергии, которое физически может поставляться по сети;
- (c) Случай С.3: Электроэнергия, потребляемая как от сети, так и от электростанций собственных нужд. Реализация проектной деятельности может повлиять как на количество электроэнергии, вырабатываемой на электростанциях собственных нужд, так и на количество электроэнергии, поставляемой от сети. Это относится, например:
 - (i) Если электростанция(и) собственных нужд не работает(ют) непрерывно; или
 - (ii) Если электричество из сети приобретает в течение части периода мониторинга; или

- (iii) Если электроэнергия от электростанции собственных нужд подается в сеть в течение части периода мониторинга.

137. Если был определен пример С.І, следует применить указание для сценария А выше (используйте вариант А1 или вариант А2). Если был определен пример С.ІІ, следует применить указание для сценария В, приведенное выше (используйте вариант В1 или В2). Если в качестве консервативного простого подхода был определен пример С.ІІІ, коэффициент выбросов для производства электроэнергии должен быть более консервативным значением между коэффициентами выбросов, определенными в соответствии с рекомендациями для сценариев А и В, соответственно. Это означает, что между а) результатом применения варианта А1 или А2 и б) результатом применения варианта В1 или В2 должно быть выбрано более консервативное значение.

7.4. Сокращение выбросов

138. Сокращения выбросов рассчитываются как разница между выбросами при реализации базовой линии и проектными выбросами с учетом любых поправок на утечку:

$$ER_y = BE_y - PE_y \quad (40)$$

где:

ER_y = Сокращение выбросов в течение года y (т CO_2 /год);

BE_y = Базовые выбросов в год y (т CO_2 /год);

PE_y = Проектные выбросов в год y (т CO_2 /год).

7.5. Управление рисками

139. В рамках реализации проекта рекомендуется разработать систему оценки рисков с описанием наиболее вероятных рисков, которые могут возникнуть на всех этапах реализации климатического проекта (см. Таблица 11). Для такой оценки разработчику проекта следует разработать подробную матрицу, содержащую, как минимум, следующую информацию:

- (i) Основные этапы реализации климатического проекта;
- (ii) Описание рисков, которые могут возникнуть на каждом этапе климатического проекта;
- (iii) Описание вероятности наступления рисков. Для этого могут быть использованы варианты рейтинга "низкий, средний, высокий" или любые другие понятные числовые шкалы;
- (iv) Описание влияния каждого риска на результаты всего проекта. Это также может быть сделано с использованием "низкий, средний, высокий" или любой другой понятной числовой шкалы;
- (v) Описание периода влияния каждого риска на весь климатический проект;

- (vi) Разработка мер по минимизации или предотвращению каждого вида рисков;
- (vii) Указывается время реализации каждой меры, которая снижает или предотвращает возникновение рисков.

Таблица 11. Управление рисками

Стадия реализации климатического проекта	Описание рисков	Вероятность возникновения	Влияние на проект	Период воздействия	Методы минимизации рисков	Период реализации
		низкий средний высокая	низкий средний высокая	Подготовительный период 1-2 года после внедрения Весь период действия климатического проекта	Подробное описание мер по снижению каждого риска	Описание сроков реализации этих мероприятий
		Шкала от 1 до 5 или другие	Шкала от 1 до 5 или другие			

8. Оценка выбросов от утечек проектной деятельности

140. Согласно Приказу Минэкономразвития России от 11 мая 2022 г. N 248¹³ мероприятия проекта не должны приводить к совокупному увеличению массы выбросов парниковых газов или снижению уровня их поглощения вне области влияния таких мероприятий.
141. При этом необходимо принимать во внимание и полностью учитывать тот факт, что если утечки проекта¹⁴ существуют, то они должны быть оценены

9. Минимизация риска непостоянства (если применимо)

142. Не применимо

¹³ Приложение N 1 к приказу Минэкономразвития России от 11.05.2022 г. № 248, пункт "в"

¹⁴ Утечка проектной деятельности – нетто-изменение антропогенных выбросов из источников ПГ, которое происходит за пределами границ проекта, поддается измерению и связано с деятельностью в рамках климатического проекта (если это применимо) (см. CDM-EB07-A04-GLOS Glossary CDM terms. Version 08.0).

10. Методы предотвращения двойного учета, негативных эффектов на окружающую среду и общество

143. Для предотвращения двойного учета¹⁵ разработчиком климатического проекта в ПДТ следует изложить систему подходов и разработать технические решения, которые будут гарантировать отсутствие двойного учета в соответствии с ГОСТ Р ИСО 14080-2021. Национальный стандарт Российской Федерации. Управление парниковыми газами и связанные виды деятельности. Система подходов и методическое обеспечение реализации климатических проектов. При этом следует:

- (i) избегать перекрытия (наложения) границ при их задании;
- (ii) обеспечивать использование согласованных методик по отношению к однотипным источникам выбросов парниковых газов;
- (iii) сформировать принцип раскрытия информации о климатических проектах;
- (iv) анализировать любую область потенциального перекрытия границ и информировать о возможности возникновения конфликтов.

144. Климатический проект должен демонстрировать соответствие всем требованиям законодательства в той юрисдикции, где он расположен. Инициаторы проекта должны учитывать, существует ли риск того, что их проект окажет негативное воздействие на местные сообщества, биоразнообразие и окружающую среду. Такие проекты не должны приводить к повышенному загрязнению воздуха, почвы, поверхностных и подземных вод, конфликтам в сообществе, проблемам землевладения, принудительным выселениям, нарушениям прав человека или ухудшению здоровья и благополучия из-за ограниченного доступа к лесам или природной зоне.

145. Права человека

- (i) Проект должен уважать провозглашенные на международном уровне права человека, включая достоинство, культурные ценности и уникальность коренных народов. Проект не должен быть причастен к нарушениям прав человека.
- (ii) Проект не должен быть связан с недобровольными переселениями и не должен быть соучастником этих переселений.
- (iii) Проект не должен предполагать участия и не должен являться соучастником изменения, повреждения или удаления какого-либо важного культурного наследия.

146. Трудовые стандарты

¹⁵ Двойной учет: Учет выбросов или поглощения ПГ, выполненный более одного раза. Двойной учет может иметь место, если две или более подотчетных организаций будут отвечать за одни и те же выбросы или поглощения ПГ. Двойной учет может также произойти внутри одной организации, если такие выбросы учитываются по разным категориям (что не должно происходить). (ГОСТ Р 56267-2014/ISO/TR 14069:2013. Национальный стандарт Российской Федерации. Газы парниковые. Определение количества выбросов парниковых газов в организациях и отчетность. Руководство по применению стандарта ИСО 14064-1).

- (i) Проект должен уважать свободу ассоциации сотрудников и их право на ведение коллективных переговоров и не причастен к ограничению этих свобод и прав.
- (ii) Проект не должен быть причастен и связан с принудительным или обязательным трудом в какой-либо форме.
- (iii) Проект не должен использовать и не должен быть причастным к какой-либо форме детского труда.
- (iv) Проект не должен быть связан с какой-либо формой дискриминации и быть причастным к этому.
- (v) Проект должен обеспечивать работникам безопасную и здоровую рабочую среду и не является соучастником воздействия на работников небезопасных или нездоровых условий труда.

147. Защита окружающей среды

- (i) Проект не должен быть связан и являться соучастником значительного преобразования или деградации критически важных естественных местообитаний, в том числе тех, которые (a) охраняются законом, (b) официально предложены для охраны, (c) признаны авторитетными источниками в связи с их высокой природоохранной ценностью или (d) признаны охраняемыми традиционными местными общинами.

148. Антикоррупционное законодательство

- (i) Проект должен уважать свободу ассоциации сотрудников и их право на ведение коллективных переговоров и не должен быть причастным к ограничению этих свобод и прав.
- (ii) Проект не должен быть связанным с коррупцией и являться замешанным в ней.

11. Рекомендации в отношении изменения и/или сохранения базовой линии в случае продления периода кредитования и проектной деятельности

149. При продлении кредитного периода проект подлежит проверке с элементами валидации и технической оценки органом по валидации и верификации для определения необходимых обновлений базовой линии, дополнительной и количественной оценки сокращений выбросов.

150. Для обновления базовой линии пересматривается и обновляется подход к ее определению, основные параметры и допущения, используемые в анализе. Базовая линия должна отражать условия начала нового периода кредитования и быть действительной в течение этого периода.

151. Дополнительность при возобновлении периода кредитования проверяется на соответствие критериям в рамках Руководства №001 на дату начала нового периода кредитования.

12. Нормативные ссылки

1. Приказ Министерства экономического развития России от 11 мая 2022 г. № 248 «Об утверждении критериев и порядка отнесения проектов, реализуемых юридическими лицами, индивидуальными предпринимателями или физическими лицами, к климатическим проектам, формы и порядка представления отчетности о реализации климатического проекта» (Зарегистрировано в Министерстве юстиции России 30.05.2022 г. № 68642)
2. ГОСТ Р ИСО 14064-1-2021. Национальный стандарт Российской Федерации. Парниковые газы. Часть 1. Требования и Руководство по количественной оценке и отчетности о выбросах и поглощении парниковых газов на уровне организации (утверждены и введены в действие Приказом Росстандарта от 30.09.2021 № 1029-ст);
3. ГОСТ Р ИСО 14064-2-2021. Национальный стандарт Российской Федерации. Парниковые газы. Часть 2. Требования и Рекомендации к документам по количественной оценке, мониторингу и отчетности для проектов по сокращению выбросов парниковых газов или увеличению их поглощения на уровне проекта (утверждены и введены в действие Приказом Росстандарта от 30 сентября 2021 г. № 1030-ст);
4. ГОСТ Р ИСО 14064-3-2021. Национальный стандарт Российской Федерации. Парниковые газы. Часть 3. Требования и руководство по валидации и верификации деклараций по парниковым газам (утверждены и введены в действие Приказом Росстандарта от 30.09.2021 г. № 1031-ст);
5. ГОСТ Р ИСО 14065-2014 Национальный стандарт Российской Федерации. Парниковые газы. Требования к органам по валидации и верификации парниковых газов для их применения при аккредитации или иных формах признания (утверждены и введены в действие Приказом Росстандарта от 26.11.2014 г. № 1869-ст);
6. ГОСТ Р ИСО 14080-2021. Национальный стандарт Российской Федерации. Управление парниковыми газами и сопутствующая деятельность. Система подходов и методологического обеспечения для реализации климатических проектов (утверждена и введена в действие Приказом Росстандарта от 30.09.2021 г. № 1033-ст);
7. ГОСТ Р ИСО 14066-2013. Национальный стандарт Российской Федерации. Парниковые газы. Требования к компетентности групп по валидации и верификации парниковых газов (утверждены и введены в действие Приказом Росстандарта от 17.12.2013 г. № 2274-ст);
8. Приказ Министерства природных ресурсов России от 27 мая 2022 года № 371 «Об утверждении методик количественного определения объема выбросов парниковых газов и поглощений парниковых газов» (вступает в силу с 1 марта 2023 года, за исключением отдельных положений, вступающих в силу с 1 марта 2024 года);
9. Приказ Министерства природных ресурсов Российской Федерации от 30 июня 2015 г. №300 «Об утверждении Методических указаний и указаний по количественному определению выбросов парниковых газов организациями, осуществляющими хозяйственную и иную деятельность в Российской Федерации» (до 01 марта 2023 г.);

10. МГЭИК 2006. Руководящие принципы для национальных кадастров парниковых газов Межправительственной группы экспертов по изменению климата, 2006 г. Игглстон, Л. Буэндиа, К. Мива, Т. Нгара и К. Танабе. // Т.1-5. - IGES// Хайям. 2006.
11. ИСО 6707-1:2020 Здания и строительство гражданских сооружений - Словарь — Часть 1: Общие условия. Идент. стандарт. Дата публикации: 2020-08;
12. ГОСТ Р ИСО 6707-1-2020. Национальный стандарт Российской Федерации. Здания и сооружения. Общие термины (утверждены и введены в действие Приказом Росстандарта от 24.12.2020г. № 1388-ст)
13. Агентство по охране окружающей среды США (EPA, 1995b), 1995 г. Протокол оценки выбросов при утечке оборудования, EPA-453/R-95-017, ноябрь 1995 г.
14. Норвежское агентство по охране окружающей среды. Отвод газа без сжигания и фугитивные выбросы в результате морской нефтегазовой деятельности в Норвегии: Модуль 2 – Оценки выбросов и методы количественного определения, суботчет 2, 15 марта 2016 г.
15. AM0037: Flare (or vent) reduction and utilization of gas from oil wells as a feedstock --- Version 3.0. Large-scale Methodology.
<https://cdm.unfccc.int/UserManagement/FileStorage/PST6IGNEQUK5WMRA2OF4BVX308DHZJ>